

**FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO  
PORTO**



**Novas Metodologias de Cálculo da  
Capacidade e Gestão de  
Congestionamentos no Sistema  
Eléctrico da Região Sudoeste Europeia**

**Pedro Luís Valadar de Castro**

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Eng. António Machado e Moura

24 de Junho de 2018



# Resumo

Os mercados Europeus de eletricidade estão cada vez mais interconectados. Com a entrada em vigor em 2009 do Terceiro Pacote de Energia, *European Union's Third Energy Package*, foi dado um passo fundamental no compromisso de concluir o Mercado Interno de Energia Europeu, IEM, permitindo o livre fluxo de gás e eletricidade através das diferentes fronteiras do continente europeu. Mais especificamente, o Regulamento n.º 714/2009/CE define os domínios em que os códigos de rede são desenvolvidos com enfoque para a segurança do fornecimento energético, o aumento da competitividade e a garantia que todos os consumidores possam comprar energia a preços acessíveis. Esses códigos contemplam um conjunto detalhado de regras e regulamentações orientadas para um nível nacional e/ou regional que impulsionam a harmonização dos mercados.

A liberalização dos mercados Europeus trouxe consigo grandes mudanças e novos desafios, em particular para os Operadores da Rede de Transmissão, TSO. Neste novo contexto, os fluxos de energia tornam-se mais numerosos e dinâmicos, ao mesmo tempo que tendem a impor um significativo aumento de congestionamentos na rede originados pela incapacidade das linhas de transmissão suportarem tais trânsitos de potência.

Este aumento do número de fluxos impõe aos TSO's um cuidado reforçado na previsão de cenários de geração, previsão de consumo e programação inteligente das interrupções no sistema em cada horizonte com o objectivo de melhor avaliar a disponibilidade transfronteiriça, evitando assim o congestionamento das linhas de interligação entre países.

Torna-se portanto imperativo para os TSO's a criação de modelos matemáticos que suportem os complexos processos de planeamento operacional da rede. Estes processos, e respectivas aplicações informáticas de suporte, visam essencialmente assegurar a otimização constante do uso da rede, mantendo a segurança do sistema, e, portanto, a segurança e qualidade do fornecimento de eletricidade.

Assim sendo, a presente dissertação procura identificar os principais métodos de atribuição de capacidade e gestão de congestionamentos usados um pouco por toda a Europa. Ainda sobre a gestão de congestionamentos é testado um método para avaliar o impacto que determinados eventos externos tem na área de responsabilidade de um TSO. O método visa essencialmente forçar uma variação de carga ou geração numa das áreas em observação de uma dada rede em estudo, analisando assim o impacto que essa variação tem na área sobre observação.



# Abstract

European electricity markets are increasingly interconnected. With the entry into force of the Third Energy Package in 2009, *European Union's Third Energy Package*, a key step was taken in the commitment to complete the Internal Energy Market, IEM, allowing the free flow of gas and electricity across the different borders of the European continent. More specifically, Regulation N. ° 714/2009/CE defines the areas in which network codes are developed with a focus on security of energy supply, increasing competitiveness and ensuring that all consumers can buy energy at accessible prices. These codes include a detailed set of rules and regulations geared towards a national and/or regional level that drive the harmonization of markets.

The liberalization of the European markets brought with it major changes and new challenges, in particular for Transmission System Operators, TSO. In this new context, the energy flows become higher and dynamic, while at the same time they tend to impose a significant increase of congestions in the network originated by the inability of the transmission lines to withstand such transits of power.

This increase in the number of flows imposes on the TSO's an increased care in forecasting scenarios of generation, consumption forecasting and intelligent interruptions in the system in each horizon with the aim of better evaluate the cross-border exchanges availability, thus avoiding the congestion of interconnection lines between countries.

It is therefore imperative for TSO's to create mathematical models that support the complex operational planning processes of the network. These processes, and their supporting computer applications, aim essentially ensures the constant optimization of the use of the network, maintaining the security of the system, and therefore the security and quality of the electricity supply.

This dissertation seeks to identify the main methods of capacity allocation and congestion management used throughout Europe. Still on congestion management, a method is evaluated to evaluate the impact that certain external events have on the area of responsibility of a TSO. The method essentially aims to force a variation of load or generation in one of the areas under observation of a given network under study, understanding the impact that this variation has on the area that is interconnected.



# Agradecimentos

Foi com enorme orgulho que há uns anos atrás recebi a notícia que confirmava o meu ingresso na melhor Faculdade de Engenharia de Portugal, a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. No entanto, nunca eu imaginei é que essa notícia significaria muito mais que uma formação de qualidade e excelência que o futuro me assegurava estudando na FEUP. Foi muito mais do que isso, sem dúvida!

Ao serviço dos meus pares dediquei grande parte da minha passagem pelo Ensino Superior, na defesa intransigente dos seus direitos e interesses, na melhoria contínua da formação que lhes é prestada na FEUP, na Universidade e no País. Foi este o foco de grande parte da minha missão. Consequentemente, hoje depreendo que aquela notícia, na verdade, foi um passaporte para o meu crescimento enquanto pessoa, mas essencialmente, para o meu desenvolvimento como cidadão disponível, prestável e ao serviço daqueles que me rodeiam. Agradeço por isso à FEUP tudo o que me proporcionou enquanto estudante desta nobre instituição, onde aprendi valores que levo para a vida.

Percurso este foi feito com muita gente, Engenheiros sobretudo, com os quais abracei projetos e construímos futuro para os nossos estudantes. Com eles esta experiência tornou-se mais enriquecedora e gratificante; muito em particular a todos os que trilharam comigo caminhos na Associação de Estudantes da FEUP agradeço todos os momentos vividos ao vosso lado.

Tive também, ainda antes deste percurso iniciar, sempre uma família unida e presente em todos os momentos importantes do meu crescimento. Comigo viveram cada vitória da minha vida. Serei eternamente grato pelos valores humanos que me incutiram e sempre me nortearam. Ao meu Irmão Gonçalo Castro, à minha Mãe Ermelinda Castro e ao meu Pai Manuel Castro agradeço do fundo do coração tudo o que somos, uma família.

Ao meu orientador, Engenheiro António Machado e Moura uma palavra muito especial de agradecimento pela disponibilidade e amabilidade com que sempre me tratou, seja no âmbito desta dissertação seja em projetos anteriores, do que resultou uma bela amizade que levo bem guardada comigo. Ao Engenheiro Fernando Matos, agradeço a hospitalidade e o cuidado com que me recebeu na REN em Sacavém, pelas orientações e pela sabedoria que me guiaram neste percurso de seis meses até à conclusão desta dissertação, sendo que aqui também tenho que referir o apoio recebido do Engenheiro João Castro e Nélcio Machado.

Por fim, uma palavra à memória do Engenheiro que nos deixou no ano de 2017 e que nunca tive a oportunidade de conhecer, mas que foi para mim uma das fontes de inspiração, o Engenheiro Belmiro de Azevedo. Ex-Estudante da FEUP, teve um percurso formidável deixando um notável legado, disse um dia que na vida "na hora de tomar decisões é preciso gostar, é preciso acreditar" ... foi precisamente por acreditar no meu

percurso e em tudo o que desenvolvi enquanto estudante que agradeço à FEUP, foi um privilégio ser estudante nesta nobre Instituição.

Pedro Castro



*“Europe will not be made all at once, or according to a single plan.  
It will be built through concrete achievements which first create a de facto solidarity. ”*

Robert Schuman



# Contents

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>Introdução</b>   | <b>1</b>  |
| 1.1      | Contextualização e Estrutura da Dissertação . . . . .                               | 1         |
| <b>2</b> | <b>Estado de Arte</b>   | <b>3</b>  |
| 2.1      | Mercado Interno de Energia . . . . .  | 3         |
| 2.1.1    | O Primeiro Pacote Legislativo para a Energia . . . . .                              | 7         |
| 2.1.2    | O Segundo Pacote Legislativo para a Energia . . . . .                               | 8         |
| 2.1.3    | O Terceiro Pacote Legislativo para a Energia . . . . .                              | 9         |
| 2.2      | A evolução do Setor Elétrico Português . . . . .                                    | 13        |
| 2.2.1    | A Rede Nacional de Transporte . . . . .   | 16        |
| <b>3</b> | <b>Código de Rede para a Atribuição de Capacidade e Gestão de Congestionamentos</b> | <b>21</b> |
| 3.1      | Os Três Grupos de Códigos de Rede . . . . .   | 21        |
| 3.2      | Atribuição de Capacidade e Gestão de Congestionamentos . . . . .                    | 24        |
| 3.2.1    | Zonas de Licitação . . . . .  | 25        |
| 3.2.2    | Regiões de Cálculo de Capacidade e Coordenadores Regionais de Segurança . . . . .   | 26        |
| 3.3      | Mecanismos de Cálculo de Capacidade . . . . .                                       | 29        |
| 3.3.1    | Metodologia de Cálculo de Capacidade NTC na região SWE CCR . . . . .                | 31        |
| <b>4</b> | <b>Monitorização de Recursos para Gestão de Congestionamentos</b>                   | <b>35</b> |
| 4.1      | Metodologia Desenvolvida . . . . .  | 36        |
| 4.2      | Cálculo da Sensibilidade de uma Linha . . . . .                                     | 37        |
| 4.2.1    | Definição Geográfica da Posição do Barramento de Referência . . . . .               | 37        |
| 4.2.2    | Definição das Áreas da Rede IEEE 57 Bus . . . . .                                   | 37        |
| 4.2.3    | Cálculo de Sensibilidade nas Linhas . . . . .                                       | 38        |
| 4.3      | Resultados Obtidos . . . . .  | 39        |
| 4.3.1    | Barramento de Referência localizado no Bus 1 . . . . .                              | 39        |
| 4.3.2    | Barramento de Referência localizado no Bus 31 . . . . .                             | 43        |
| 4.4      | Análise dos Resultados Obtidos . . . . .  | 47        |
| 4.4.1    | Análise dos Resultados Obtidos . . . . .  | 48        |
| 4.5      | Conclusões . . . . .  | 51        |
| 4.5.1    | Trabalho futuro . . . . .   | 52        |

|          |                                     |           |
|----------|-------------------------------------|-----------|
| <b>5</b> | <b>Conclusões e Trabalho Futuro</b> | <b>53</b> |
| 5.1      | Considerações Finais . . . . .      | 53        |
| 5.2      | Desafios para o Futuro . . . . .    | 55        |
|          | <b>References</b>                   | <b>59</b> |

# List of Figures

|     |   |    |
|-----|---|----|
| 2.1 | Barra Cronológica antes da década de 90 . . . . .                             | 4  |
| 2.2 | Barra Cronológica até ao Século XX . . . . .                                  | 5  |
| 2.3 | Barra Cronológica no Século XXI . . . . .                                     | 6  |
| 2.4 | Organização do Setor Elétrico Nacional . . . . .                              | 14 |
| 2.5 | Rede Nacional de Transporte de Eletricidade . . . . .                         | 19 |
| 3.1 | Estado de Implementação dos Códigos de Rede, em maio de 2017 . . . . .        | 23 |
| 3.2 | Zona de Licitação em 2017 . . . . .   | 26 |
| 3.3 | Regiões de Cálculo de Capacidade em 2017 . . . . .                            | 27 |
| 3.4 | Coordenadores Regionais de Segurança . . . . .                                | 28 |
| 3.5 | Direção de Fluxos nas Fronteiras da Região SWE . . . . .                      | 29 |
| 3.6 | Processo Iterativo de Cálculo do TTC . . . . .                                | 33 |
| 3.7 | Capacidade Comercial na Região SWE Continental e com Marrocos . . . . .       | 34 |
| 4.1 | Rede IEEE 57 Bus . . . . .  | 38 |
| 4.2 | Percentagem do Número Total de Linhas com Sensibilidade Acima de 5% . . . . . | 47 |
| 4.3 | Localização dos Pontos de Geração . . . . .                                   | 48 |
| 4.4 | Linhas com Sensibilidade superior a 5% . . . . .                              | 50 |
| 4.5 | Relação entre Limites de Sensibilidade e Número de Ramos Abrangidos . . . . . | 50 |



# List of Tables

|     |  |    |
|-----|--|----|
| 2.1 | Terceiro Pacote de Energia . . . . .   | 9  |
| 2.2 | Rede Nacional de Transporte em Números . . . . .                                 | 17 |
| 2.3 | Capacidade Técnica das Linhas de Interligação em Regime Nominal . . . .          | 18 |
| 3.1 | Os Três Grupos de Códigos de Rede . . . . .                                      | 22 |
| 4.1 | Linhas de Interligação entre as Áreas 1 e 2 . . . . .                            | 38 |
| 4.2 | Testes Realizados na Rede em Estudo . . . . .                                    | 39 |
| 4.3 | Tabela de Sensibilidades usando a ferramenta <i>Scale Load - Slack 1</i> . . . . | 40 |
| 4.4 | Tabela de Sensibilidades usando a ferramenta <i>Scale Geração - Slack 1</i> . .  | 41 |
| 4.5 | Tabela de Sensibilidades usando a ferramenta <i>Scale Load - Slack 31</i> . . .  | 43 |
| 4.6 | Tabela de Sensibilidades usando a ferramenta <i>Scale Geração - Slack 31</i> .   | 45 |
| 4.7 | Tabela de Sensibilidades usando a ferramenta <i>Scale Load - Slack 31</i> . . .  | 49 |
| 4.8 | Tabela de Sensibilidades usando a ferramenta <i>Scale</i> de Carga para 40 MW    | 51 |







## Abreviaturas e Símbolos

|         |  |
|---------|--|
| ACER    | Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia                 |
| ARN     | Autoridade Reguladora Nacional                                   |
| CACM    | Atribuição de Capacidade e Gestão de congestionamentos           |
| CCR     | Região de Cálculo de Capacidade                                  |
| CE      | Comissão Europeia  |
| CEE     | Comunidade Económica Europeia                                    |
| CGM     | Modelo de Rede Comum   |
| CORESO  | Coordenador de Operadores de Sistemas Elétricos                  |
| DCC     | Código de Conexão de Procura                                     |
| DGEG    | Direção-Geral de Energia e Geologia                              |
| EDP     | Energias de Portugal   |
| EBGL    | Equilíbrio de Eletricidade                                       |
| ENTSO-E | Rede Europeia de Gestores de Redes de Transporte de Eletricidade |
| ER      | Emergência e Restauração   |
| ERSE    | Entidade Reguladora do Sector Eléctrico                          |
| FB      | Flow-Based   |
| FCA     | Atribuição Avançada de Capacidade                                |
| HVDC    | Ligações de Corrente Contínua em Alta Tensão                     |
| IEM     | Mercado Interno de Energia                                       |
| IGM     | Modelo de Rede Individual  |
| ISO     | Operador Independente do Sistema                                 |
| MIBEL   | Mercado Ibérico de Eletricidade                                  |
| NTC     | Capacidade Comercial da Interligação                             |
| REE     | Red Eléctrica de España  |
| REN     | Redes Energéticas Nacionais                                      |
| REORT   | Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte             |
| RfG     | Requisitos para Geradores  |
| RNT     | Rede Nacional de Transporte                                      |
| RSC     | Coordenador Regional de Segurança                                |
| RTE     | Réseau de Transport d'Électricité                                |
| SWE     | Sudoeste da Europa   |
| SWE CCR | Região Sudoeste Europeia de Cálculo da Capacidade                |
| TFUE    | Tratado de Funcionamento da União Europeia                       |
| TRM     | Margem de segurança  |
| TSO     | Operador do Sistema de Transporte                                |
| TTC     | Capacidade Técnica da Interligação                               |
| TYNDP   | Plano Decenal de Desenvolvimento da Rede                         |
| UE      | União Europeia   |

# Chapter 1

## Introdução

### 1.1 Contextualização e Estrutura da Dissertação

A União Europeia, UE, que vivemos hoje, os seus valores, princípios políticos e áreas de ação podem ser um pouco mais abrangentes e complexos quando comparados com as bases que sustentaram o início do projeto de criação da Comunidade Económica Europeia, CEE. No entanto, as grandes questões energéticas sempre acompanharam este longo processo de criação da UE, e que se mantêm atuais na senda de discussões sobre uma política energética comum para a Europa.

Foi precisamente pela importância que o sector elétrico tem para o continente europeu e para o seu desenvolvimento económico e social que a UE, ao longo da sua história, sempre se preocupou em desenvolver políticas que defendessem a criação de condições igualitárias a todos os cidadãos europeus de acesso à energia. Consequente a este princípio, e a reboque dos ideais edificadores da construção do mercado único europeu, também conhecido por mercado interno, surge a intenção de criar o Mercado Interno de Energia, IEM. Assim, o objetivo de criar condições para a livre circulação de pessoas, bens, serviços e capitais estendeu-se também ao sector elétrico. O projeto começava a ganhar forma no final da segunda metade do século XX, visando no essencial, criar um mercado da eletricidade à escala europeia mais competitivo, onde a qualidade do fornecimento de energia e o bem-estar dos cidadãos europeus fosse o centro de todos os esforços.

As primeiras iniciativas legislativas orientadas para o sector elétrico surgem em 1996, com o objetivo de harmonizar e liberalizar o mercado interno da energia da UE, aplicando medidas concretas em domínios como o acesso e regulamentação dos mercados, a proteção dos consumidores, o apoio às interligações entre países e o fim das empresas verticalmente integradas que tinham o poder e monopólio de toda a cadeia de valor do sector elétrico nacional um pouco por toda a Europa.

No final da primeira década do presente século, com adoção do terceiro pacote legislativo para o setor energético europeu, surge o conceito de códigos de rede, sobre a forma de regulamentos e diretrizes, legalmente vinculativas a todos os Estados-Membro da UE, que acrescentaram um significativo avanço para a harmonização, integração e eficiência do IEM. Em particular o código de rede *Capacity Allocation and Congestion Management*, CACM, marcou a mudança de paradigma na abordagem do processo de atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos entre as rede de transporte europeias. A consideração número 1, do preâmbulo do código de rede CACM, deixa bem claro o propósito deste regulamento:

"A realização urgente de um mercado energético interno plenamente funcional e interligado é essencial para alcançar os objetivos de manter a segurança do abastecimento energético, aumentar a competitividade e garantir que todos os consumidores possam adquirir energia a preços acessíveis. Um mercado interno da eletricidade funcional deveria proporcionar aos produtores estímulos adequados para o investimento em novas instalações de produção de energia, incluindo eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, dando especial atenção às regiões e aos Estados-Membros mais isolados no mercado energético da União Europeia. Um mercado funcional deveria igualmente oferecer aos consumidores medidas adequadas para promover uma utilização mais eficiente da energia, o que pressupõe a segurança do abastecimento energético." [1, Consideração 1 do Preâmbulo]

Assim, a presente dissertação faz, no capítulo 2, uma contextualização dos diferentes processos legislativos até à publicação do código de rede CACM sobre a forma de Regulamento n.º 2015/1222/CE, de 24 de julho, de 2015. No capítulo 3, abordam-se alguns dos conceitos que o código de rede introduz para a concretização do IEM. No capítulo 4, está explanado o cerne deste estudo, onde são demonstrados os resultados obtidos num teste de gestão de congestionamentos, um dos conceitos que surge com o CACM, aplicando uma metodologia de estudo de sensibilidade numa rede de teste *IEEE 57 Bus*.

Esta dissertação foi realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, nas instalações da empresa Redes Energéticas Nacionais, REN, em Sacavém distrito de Lisboa.

# Chapter 2

## Estado de Arte

### 2.1 Mercado Interno de Energia

Compreender as novas metodologias de cálculo de capacidade e gestão de congestionamentos, no quadro legislativo Europeu, é compreender também o longo percurso que a UE, e os seus Estados-Membro, fizeram para desenvolver políticas energéticas comuns com o objetivo de alcançar a União da Energia, em literatura inglesa A European Energy Union [2]. Em ordem cronológica, o capítulo 2 apresenta uma visão geral da legislação que foi sendo promulgada com o objetivo de completar o IEM e aumentar os fluxos transfronteiriços de eletricidade através do fortalecimento das interligações entre diferentes países. Uma revisão sobre os progressos alcançados para a liberalização dos mercados no primeiro e segundo pacotes de energia [3] [4], bem como uma revisão do texto do terceiro pacote de energia [5], que dá origem à diretiva que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos [1].

Do ponto de vista político, a integração Europeia sempre se centrou sobre as grandes questões energéticas pois, a energia em si, é central para todo tipo de atividade econômica. Em bom rigor, o desenvolvimento histórico da integração europeia influenciou o desenvolvimento dos mercados nacionais de energia e o projeto IEM. As primeiras tentativas de uma política energética europeia remontam a 1952, aquando da criação da Comunidade Europeia do Carvão e do Aço, CECA, uma instituição concebida com o objetivo de organizar a livre circulação do carvão e do aço. Anos mais tarde, em 1957, surgiu a EURATOM, a Comunidade Europeia da Energia Atômica, destinada a criar um mercado comum para a energia nuclear, comprometeu-se a desenvolver capacidades energéticas nucleares na Europa.

Até aos anos 80, os mercados de eletricidade eram tradicionalmente pouco competitivos, com empresas verticalmente integradas responsáveis pela geração e transmissão, ao

qual acrescentavam o monopólio de oferta para o mercado de retalho. Em praticamente toda a Europa, e Portugal não fugia à regra, pertencia aos Estados a responsabilidade sobre todas as atividades do setor elétrico através de empresas estatais verticalmente integradas, a fim de projetar e desenvolver o sistema elétrico do seu respetivo país. Deste modo, os estados, através dessas mesmas empresas, monitorizavam e estabeleciam os preços com o intuito de restringir a capacidade do monopólio abusar da sua posição única no mercado, assegurando assim que o investimento em infraestrutura fosse progressivo e consequente, perpetuando o princípio de que todos os cidadãos teriam acesso à eletricidade, mesmo os consumidores de zonas rurais, mais remotas, onde o custo de investimento em infraestruturas que permitisse esse serviço o tornassem menos rentável.

No entanto, entre os anos 80 e 90, alguns países começaram a liberalizar os mercados, dismantando os monopólios, abrindo mercados de geração e retalho e, consequentemente, gerando concorrência no sector, na tentativa de aumentar os padrões de qualidade de serviço, melhorar a eficiência dos sistemas e reduzir os preços da energia. Esta alteração de paradigma foi reforçada com a adoção do Acto Único Europeu [6] assinado em fevereiro de 1986. O Acto Único, que visava o reforço dos poderes do Parlamento Europeu, aprova as medidas necessárias para o estabelecimento do Mercado Único até 1992, onde bens, serviços, capitais e pessoas circulam livremente, como se de um só país se tratasse. A chave para a realização do Mercado Único foi a reforma do processo legislativo para a adoção de legislação vinculativa, como diretivas e regulamentos, sobre os quais falaremos nos subcapítulos seguintes. No esquema da figura 2.1, estão evidenciados os principais acontecimentos que antecederam a criação do IEM.

Com a dinâmica da integração em relação ao Mercado Único começaram a tomar-se as necessárias diligências para estabelecer os primeiros combates pela política energética à escala europeia. A Comissão Europeia, em 1987, um ano após a entrada em vigor do Acto Único, publica o denominado “Livro Verde”, que se tornou a primeira orientação geral para um mercado energético integrado: O Mercado Interno da Energia, The Internal

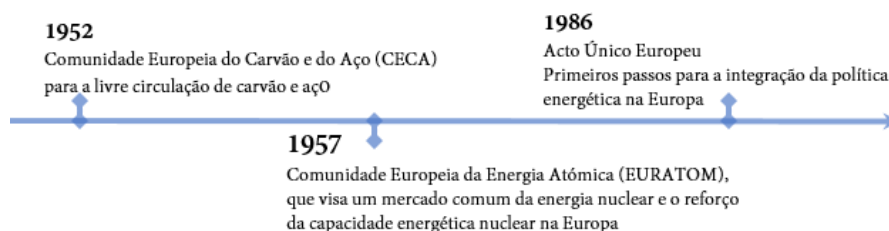


Figure 2.1: Barra Cronológica antes da década de 90

Energy Market [7]. Assim, em 1988, começam a dar-se os primeiros passos na senda da liberalização dos mercados de energia, onde se pretendia um sistema funcional com acesso equitativo ao mercado e um elevado nível de proteção dos consumidores, bem como níveis adequados de interligação e capacidade de geração. O Livro Verde, estabelecia as prioridades para a elaboração de leis comunitárias, recomendando a aplicação de quatro conjuntos de instrumentos jurídicos ao sector que se debruçassem sobre:

- Assegurar a livre circulação de bens e serviços;
- Os monopólios estatais de natureza comercial;
- As regras de concorrência;
- Os auxílios estatais.

O objetivo de criar nos mercados uma competição livre e equitativa era claro, incluindo assim o sector da energia no conceito de mercado único. Com as orientações do Livro Verde bem definidas, as primeiras iniciativas de liberalização decretadas a nível europeu começaram com a Diretiva da Eletricidade publicado em 1996, e a Diretiva do Gás publicada em 1998, que instruiu os Estados-membro a abrir parcialmente os seus mercados à livre concorrência, diretiva essa abordada com mais pormenor no Capítulo 2.1.1. Estas primeiras iniciativas legislativas para a liberalização do mercado energético, no término do século XX, estão esquematizadas no cronograma da figura 2.2. A Diretiva de 1996 para a eletricidade, embora se centrasse essencialmente na liberalização e na competitividade dos mercados, os anos subsequentes foram determinantes no que às políticas sobre questões ambientais diz respeito. O resultado mais importante sobre este tema foi a aprovação da Diretiva 2001/77/CE [8] relativa à promoção da eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da eletricidade que, pela primeira vez, fixou uma meta vinculativa à escala mundial de 22,1%.

Dois anos mais tarde, na prossecução da nova estratégia de tornar a UE na economia mais competitiva e dinâmica do mundo, adotou-se o segundo pacote de energia em 2003.



Figure 2.2: Barra Cronológica até ao Século XX

O IEM beneficia desta nova era no que à competitividade e crescimento económico diz respeito, enquadrando-se nesta estratégia com a remoção de barreiras à concorrência e ao comércio para o mercado interno como pilar basilar. Este novo pacote legislativo alterou as primeiras diretrizes de liberalização do gás e da eletricidade, exigindo a separação legal dos Operadores dos Sistemas de Transmissão, TSO, dos fornecedores de energia. Além disso, foram propostos novos regulamentos sobre a harmonização das infraestruturas transfronteiriças e os regulamentos relativos ao mercado transfronteiriço, diretiva abordada com mais pormenor no Capítulo 2.1.2, do presente trabalho.

Em pleno século XXI, a problemática das mudanças climáticas ganhou espaço no debate público à escala mundial, e na Europa, inicia-se um novo paradigma sobre as metas de redução de emissões de gases com efeito de estufa na UE, que dão robustez ao projeto de criação do IEM. No processo de discussão, a Comissão reafirma a importância do projeto político da IEM no quadro estratégico mais amplo de uma política energética comum europeia. Combater as alterações climáticas fornecendo energia segura e acessível aos consumidores graças às capacidades de interligação entre países e novos investimentos em infraestruturas, transformando a Europa numa economia de baixa emissão de CO<sub>2</sub> e altamente eficiente em energia, catalisando uma nova revolução industrial. A primeira década do século XXI é também ela altamente marcada pelos alargamentos da UE a 25 e a 27 Estados-Membro, em 2004 e 2007 respetivamente, vai fazer alterar o modo de funcionamento da UE, com a entrada em vigor do Tratado de Lisboa, em 2009. Assim, pode concluir-se que, nestes primeiros anos do século XXI, tem havido na UE um forte impulsionamento na consolidação do mercado energético, bem ilustrado no cronograma da figura 2.3.

Foi precisamente graças ao Tratado de Lisboa, que foi atribuída à UE competências para legislar sobre energia. O artigo 194.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, TFUE [9], forneceu a base jurídica para uma legislação adicional no domínio da energia. Isso deu à Comissão Europeia o poder de alterar os direitos de propriedade dos Estados-Membro e concretizar a desagregação das empresas de serviços públicos no sec-

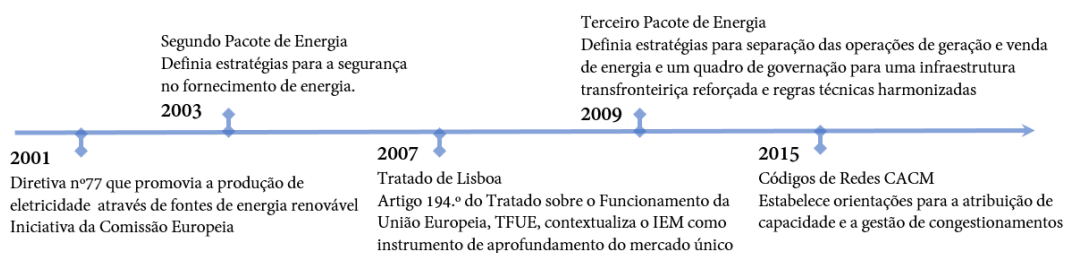


Figure 2.3: Barra Cronológica no Século XXI



tor energético, proporcionando assim avanços significativos na implementação do IEM. Até então, toda a legislação produzida no domínio da energia, o primeiro e o segundo pacote de energia, funcionou sem uma base jurídica expressa num tratado, observando-se assim desfasamentos nos processos de transposição das diretivas nos diferentes Estados-Membro. Por outro lado, a Europa começava a projetar o IEM a longo prazo, pois se a legislação inicial tinha sido promulgada com o objetivo de liberalizar os mercados e desarticular os monopólios nacionais, a legislação posterior focou-se maioritariamente no desenvolvimento e reforço de infraestruturas transfronteiriça e regras técnicas harmonizadas para um projeto de mercado mais concreto, surgindo o terceiro pacote energético, diretiva abordada com mais pormenor no Capítulo 2.1.3 do presente trabalho.

### 2.1.1 O Primeiro Pacote Legislativo para a Energia

Como referido anteriormente, na sequência do Acto Único Europeu, a UE começou a legislar sobre os mercados da energia com o Primeiro Pacote de Energia publicado em dezembro de 1996, sob a forma da Diretiva 96/92/CE [3], sendo que apenas entrou em vigor em de fevereiro de 1999.

Esta diretiva pretendia redefinir os mercados de energia por toda a Europa, com a intenção clara de quebrar as estruturas dominantes dos monopólios nacionais, liberalizando os mercados e introduzindo a concorrência. Esta liberalização pressupunha um processo gradual de remoção das restrições comerciais ao movimento de bens, serviços e capitais nos mercados nacionais de energia e abrir esses mercados à concorrência. A intenção foi desagregar as empresas verticalmente integradas, fenómeno também conhecido por *unbundling*, dividindo a geração, transmissão, distribuição em operações separadas eliminando assim o monopólio dos serviços públicos que permitiam a estas empresas controlar os mercados. Perante esta desagregação torna-se obrigatório a criação da figura Operador de Rede de Transporte, Transmission System Operator – TSO, sendo este responsável pela exploração, expansão e manutenção da rede, com a segurança do abastecimento como foco de toda a sua atividade. Em simultâneo, o mesmo acontece na rede de distribuição com a obrigatoriedade de existência de um operador com tarefas idênticas às do transporte.

No entanto, o progresso de desagregação não ocorreu de forma igual nem foi aplicado com a mesma eficácia em todos os países, o que acabou por conduzir a diferentes modelos de mercados liberalizados nos diferentes Estados-Membro, juntamente com diferentes graus de supervisão por parte dos reguladores nacionais sobre os quais a Comissão Europeia tinha pouco controlo direto. Importa referir que este primeiro pacote de energia, não forneceu muitas orientações sobre a questão do comércio transfronteiriço ou da

atribuição de capacidade e gestão de congestionamentos, embora tenha sido um passo importante para iniciar a implementação do IEM.

### 2.1.2 O Segundo Pacote Legislativo para a Energia

O segundo pacote de energia publicado em junho de 2003 revoga a Diretiva 96/92/CE [3], estabelecendo regras comuns para o mercado interno da eletricidade, resultado da publicação da Diretiva 2003/54/CE [4]. Esta diretiva é caracterizada por prazos mais curtos e menor liberdade em relação à sua implementação, sendo completada pelo Regulamento n.º 1228/2003/CE [10] relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade.

Nesta nova diretiva, para a questão da desagregação das empresas verticalmente integradas constata-se a exigência da separação legal ou operacional para as empresas de transmissão e distribuição até 1 de julho de 2007. Ou seja, para as operações de transporte como é exemplo o despacho de produção, a determinação da capacidade de interligação e os ajustes necessários entre produção e consumo, tornava-se obrigatória a criação de um Operador de Sistema Independente, Independent System Operator - ISO, responsável por estas operações. Esta separação exigia também que a geração e a transmissão passassem a ser propriedade de entidades independentes e que essas não detivessem participações em ambas as atividades. A existência de tarifas de uso das redes de transporte e distribuição passava também a ser uma realidade tornando mais justo o processo de acesso às redes. Ainda neste pacote de energia, tornava-se obrigatório a criação de entidades reguladoras independentes em cada país e surgia pela primeira vez o conceito de consumidores elegíveis, com todos os clientes não-residenciais considerados elegíveis para contratar eletricidade de qualquer fornecedor a partir de 1 de julho de 2004 e todos os clientes residenciais três anos depois em 1 de julho de 2007.

No que toca ao Regulamento n.º 1228/2003/CE [10], a UE começou a legislar sobre a gestão de congestionamentos e a estabelecer regras justas para o comércio transfronteiriço de eletricidade no âmbito da IEM, incluindo mecanismos harmonizados de compensação para os fluxos de trânsito transfronteiriço de eletricidade e regras para atribuição de capacidade para as interligações entre os sistemas nacionais de transmissão.

Esta Diretiva tinha como principal objetivo a liberalização total dos mercados grossistas e retalhista, no entanto, o progresso manteve-se lento e a implementação fragmentada. O ponto de viragem só aconteceu depois com o TFUE, dotando a UE de competências para legislar sobre energia e finalmente conseguir implementar o IEM.

### 2.1.3 O Terceiro Pacote Legislativo para a Energia

O terceiro pacote energético, ainda em vigor, é constituído por duas diretivas e três regulamentos relativos a regras comuns para o IEM e ao acesso à rede para troca de eletricidade e gás através das interligações transfronteiriças como se pode observar no quadro seguinte:

Table 2.1: Terceiro Pacote de Energia

|                             |   |              |
|-----------------------------|---|--------------|
| Diretiva 2009/72/EC         | Regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE                                 | Eletricidade |
| Diretiva 2009/73/EC         | Regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55 / CE                                | Gás Natural  |
| Regulamento n.º 714/2009/CE | Condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento n.º 1228/2003/CE | Eletricidade |
| Regulamento n.º 715/2009/CE | Condições de acesso às redes de transporte de gás natural e que revoga o Regulamento n.º 1775/2005/CE                   | Gás Natural  |
| Regulamento n.º 713/2009/CE | Cria a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia   | Ambos        |

No estudo aqui realizado, é pertinente apenas serem objeto de análise a Diretiva 2009/72/CE [5] e os Regulamentos n.º 713/2009/CE [11] e n.º 714/2009/CE [12]. Como referido anteriormente, o Tratado de Lisboa atribuiu à UE maior competências para legislar sobre energia, pelo que, dotada com este novo quadro legislativo, a UE impôs regimes de desagregação mais rigorosos aumentando a concorrência do sistema elétrico, exceto para o sistema de transmissão e distribuição. Em outubro de 2011, seis meses após a entrada em vigor do terceiro pacote de energia, 18 Estados-Membro ainda não tinham transposto na íntegra toda a legislação. Como consequência, a Comissão iniciou ações punitivas por infração, junto do Tribunal de Justiça das Comunidades Europeias, TJCE, com pesadas multas, contra todos os Estados-Membros que não tivessem transposto a referida legislação europeia. Fazer funcionar o IEM tornava-se um imperativo inadiável para a UE, onde a integração da produção de energia elétrica por via de fontes renováveis ganhava posição de extrema importância.

Este novo pacote de energia, visava também criar uma nova estrutura de governação com duas Operadoras Europeias de Redes de Transporte, ENTSO, dedicadas às redes de gás e eletricidade, que devem cooperar com a nova Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia, ACER, e com a Comissão Europeia. Estas estruturas organizativas foram criadas com o objetivo de facilitar o processo de integração da IEM, delineando um Plano Decenal de Desenvolvimento da Rede, TYNDP, para as infraestruturas energéticas transeuropeias e o desenvolvimento de novos códigos de rede comuns, ou seja, as regras para o funcionamento do IEM pelas quais todos os países se devem reger. Nos capítulos seguintes analisaremos a diretiva e os respetivos regulamentos com maior detalhe [13].

### 2.1.3.1 Diretiva 2009/72/CE

Ao analisar as primeiras considerações do preâmbulo é possível observar que esta diretiva tem como foco principal o reforço das interligações entre os Estados-Membro e importância das Autoridades Reguladoras Nacionais, ARN, independentes e responsáveis por supervisionar a liberalização do mercado e os direitos do consumidor. Embora reconhecendo que com os pacotes anteriores se conseguiram alcançar alguns progressos, não deixa de se referir, na consideração 4 do preâmbulo que:

“Presentemente, existem obstáculos à venda de eletricidade em igualdade de condições e sem discriminação ou desvantagem, em toda a Comunidade. Concretamente, não existe ainda um acesso não discriminatório à rede nem uma supervisão reguladora de eficácia equivalente em todos os Estados-Membro.” [5, Consideração 4, Preâmbulo]

No que toca à importância das interligações, esta diretiva realça muito mais cedo esta questão do que as diretivas anteriores. Podemos ler na consideração 5 do preâmbulo que:

“A segurança do fornecimento de eletricidade reveste-se de importância vital para o desenvolvimento da sociedade europeia, para a aplicação de uma política sustentável em matéria de alterações climáticas e para fomentar a competitividade no mercado interno. Para esse efeito, deverá continuar a desenvolver-se as interligações transfronteiriças a fim de assegurar a disponibilidade e o abastecimento de todas as fontes de energia, ao preço mais competitivo possível, tanto a nível dos consumidores como da indústria na Comunidade.” [5, Consideração 5 do Preâmbulo]

Este desenvolvimento das interligações pretende reforçar, por um lado, a nível dos Estados-Membro os mercados grossistas nacionais de eletricidade e, por outro, a nível europeu a integração dos mercados nacionais num mercado único.

Para que estes dois propósitos sejam realmente concretizados, o Artigo 1.º determina:

"A presente diretiva estabelece regras comuns para a produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como regras para a proteção dos consumidores, a fim de melhorar e integrar mercados da energia competitivos na Comunidade. Define as normas relativas à organização e ao funcionamento do sector da eletricidade e ao acesso aberto ao mercado, bem como os critérios e procedimentos aplicáveis aos concursos, à concessão de autorizações e à exploração das redes. Define ainda as obrigações de serviço universal e os direitos dos consumidores de eletricidade e clarifica as obrigações em matéria de concorrência"[5, Artigo 1.º]

Deste modo, estabelecem-se medidas que visam a consolidação de um mercado que funcione em benefício de todos os consumidores e que garanta ao mesmo tempo um fornecimento de energia mais seguro, competitivo e sustentável na União Europeia. A transposição desta diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho, para o ordenamento jurídico português teve início em 2011, com a publicação, para o sector da eletricidade, do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho. Os Decretos-Lei n.º 215-A/2012 e n.º 215-B/2012, ambos de 8 de outubro, completaram a transposição total da Diretiva, com o estabelecimento das regras comuns para o mercado interno de eletricidade. Importa realçar que, com esta concretização, a responsabilidade pela regulamentação do sector energético em Portugal está atualmente cometida à DGEG, à ERSE e à Autoridade da Concorrência.

### **2.1.3.2 Regulamento n.º 713/2009/CE**

Este regulamento estabelece a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia, ACER. A ACER é um organismo comunitário com estatuto legal cuja finalidade é coordenar as diferentes ARN's com o objetivo de trabalhar para a conclusão da IEM para eletricidade e para o gás, como é caso da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, ERSE, em Portugal.

### **Funções da Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia**

A ACER começou oficialmente a operar em março de 2011. A sua função é fomentar e implementar uma cooperação vinculativa entre as ARN's na construção de um sistema de infraestruturas energéticas transeuropeias e na definição de princípios para os novos códigos de rede. A ACER também está preparada para monitorizar o desenvolvimento do mercado de energia regional e do IEM.

De acordo com o Regulamento relativo à integridade e transparência do mercado grossista de energia, o Regulamento n.º 1227/2011/CE [14], a ACER também monitoriza o mercado grossista de energia e informa as ARN's em caso de suspeita de incumprimento. Além disso, a ACER tem uma responsabilidade fundamental no desenvolvimento de redes de energia, uma vez que desempenha um papel consultivo no esboço dos projetos de interesse comum, PIC [15], e participa do esboço no TYNDP [13].

### 2.1.3.3 Regulamento n.º 714/2009/CE

Este regulamento, de 13 de julho de 2009, revoga o Regulamento n.º 1228/2003/CE [10], com o principal objetivo claramente definido logo no Artigo 1.º:

“Criar regras equitativas em matéria de comércio transfronteiriço de eletricidade, aumentando assim a concorrência no mercado interno da eletricidade, tendo em conta as características particulares dos mercados nacionais e regionais. Isso implica a criação de um mecanismo de compensação para os fluxos transfronteiriços de eletricidade e o estabelecimento de princípios harmonizados no que se refere às tarifas para o transporte transfronteiriço e à atribuição das capacidades disponíveis de interligação entre as redes de transporte nacionais.” [12, Artigo 1.º]

Embora o segundo de pacote de energia tenha representado o início dos esforços da UE para legislar sobre as questões de atribuição de capacidade e gestão de congestionamentos, não foi suficiente para introduzir a harmonização necessária para a conclusão do IEM. A reduzida capacidade de interligações e o elevado número de fronteiras, com os seus respetivos mecanismos de atribuição de capacidade de transmissão, tornavam o comércio transfronteiriço limitado.

Assim, o presente regulamento reconhece também que é necessário um organismo pan-europeu responsável pela gestão do sistema de transporte de eletricidade e por permitir o comércio e fornecimento de eletricidade através das fronteiras na Comunidade Europeia. Como consequência, dá-se a criação desta Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte para a eletricidade, ENTSO-E. A ACER, fornece um quadro regulamentar não vinculativo para a integração do mercado da eletricidade na UE, que serve de base de trabalho para a elaboração de códigos de rede que são desenvolvidos pela ENTSO-E.

Os códigos de rede são um conjunto de regras que regulamentam a forma como os participantes do mercado geram, comercializam e consomem eletricidade num mercado

de eletricidade integrado eficaz. Os códigos de rede abrangem a interconectividade técnica, física, de operação e os fundamentos do design de mercado, que serão explicados e aprofundados em seguida no capítulo 3.

### **Funções da Rede Europeia de Gestores de Redes de Transporte de Eletricidade**

A ENTSO-E, a Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte, REORT, começou oficialmente a operar em julho de 2009. A ENTSO-E é uma organização composta por 43 Operadores do Sistema de Transmissão, TSO, de 36 países de toda a Europa [16]. Isto acontece porque existem alguns países que têm mais que um TSO, como é o caso da Alemanha da França e do Reino Unido. Esta forma organizativa tem a sua missão bem definida no artigo 4.º deste regulamento:

“Os operadores das redes de transporte cooperam a nível comunitário mediante o estabelecimento da REORT para a Eletricidade, a fim de promover a plena realização e o funcionamento do mercado interno da eletricidade, bem como o comércio transfronteiriço, e de assegurar uma gestão otimizada, uma exploração coordenada e uma sólida evolução técnica da rede europeia de transporte de eletricidade.” [12, Artigo 4.º]

Portanto, importa destacar a importância que esta estrutura teve, e tem, no processo da integração da IEM, delineando um Plano Decenal de Desenvolvimento da Rede, TYNDP[13], para as infraestruturas energéticas transeuropeias e o desenvolvimento de novos códigos de rede comuns, as regras para o funcionamento da IEM, e o papel fundamental no processo de integração da produção de energia elétrica por via de fontes renováveis.

## **2.2 A evolução do Setor Elétrico Português**

O processo de eletrificação do país está na génese do desenvolvimento industrial e económico de Portugal. Esta modernização e evolução do país dá-se essencialmente na primeira metade do século XX, quando começam a surgir por parte do Estado as primeiras políticas para o sector elétrico. Em dezembro de 1944, com a publicação da Lei n.º 2002, o país dá os primeiros passos na definição de uma política para o sector, colocando a eletrificação do país como uma “questão de Estado”. Esta lei estabelecia os princípios da produção, transporte e distribuição de energia elétrica no país, lançando as primeiras infraestruturas responsáveis pela produção hidroelétrica, termoelétrica e o estabelecimento da Rede Primária para o seu transporte. Três anos mais tarde, em 1947, surge a Companhia Nacional de Eletricidade, CNE, responsável pela construção e exploração da rede de



transporte, com o objetivo de assegurar a interligação dos sistemas de produção existentes e fornecer energia elétrica aos concessionários da grande distribuição.

A implementação da Lei n.º 2002 teve impacto imediato nos anos seguintes, colocando a energia elétrica e o processo de eletrificação como motor de desenvolvimento do país. No que à produção elétrica diz respeito, a preferência pela hidroeletricidade é clara. Entre 1951 e 1960, foram inauguradas oito novas centrais: Castelo de Bode, Venda Nova, Salamonde, Paradelas, Cabril e Bouça, Picote e Miranda do Douro. O alargamento geográfico da área eletrificada era também uma prioridade, registando-se cerca de 250 concelhos com redes elétricas já instaladas, mais do dobro quando comparado com o início de século XX, tendo as Câmaras Municipais sido fundamentais como agentes de mudança e progresso [17].

No entanto, é na segunda metade do século XX que se dão as grandes reestruturações do sector elétrico em Portugal, de modo particular depois da revolução de abril de 1974, quando se iniciaram vários processos de nacionalização de empresas de produção e distribuição do sector elétrico. Este processo dá origem, em 1975, à empresa Eletricidade de Portugal, EDP, através do Decreto-Lei n.º 205-G/75. A EDP nasceu, portanto, como uma empresa estatal verticalmente integrada e responsável por todas as atividades do setor elétrico, constituída por 41 centrais hidroelétricas e 4 centrais termoelétricas no final de 1977. Anos mais tarde, estabelece-se a figura Produtor em Regime Especial, PRE, com a publicação do Decreto-Lei n.º 189/88, visando o incentivo à produção com base em fontes de energia renovável, como os pequenos aproveitamentos hidroelétricos, parques eólicos e cogeração, [18].

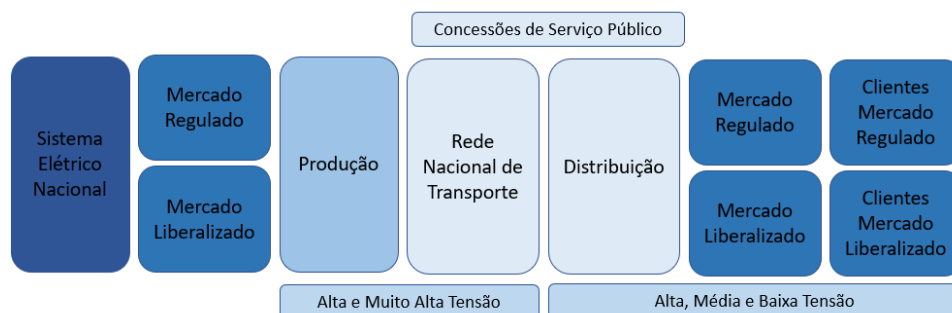


Figure 2.4: Organização do Setor Elétrico Nacional, adaptado de [19]

Importa relembrar que, tal como foi referido no Capítulo 2.1, também na UE as grandes políticas energéticas comuns começam a surgir, especialmente com a publicação do “Livro Verde” no final dos anos 80, tendo Portugal, desde cedo, acompanhado essas transformações do sector elétrico a nível Europeu. Em agosto de 1994, é criada a



Rede Elétrica Nacional, REN SA, atualmente denominada Redes Energéticas Nacionais SA, como subsidiária da EDP, responsável pela rede de transporte nacional, das interligações com Espanha e da gestão do sistema de despacho nacional. Deste modo, o governo antecipa a transposição das medidas que a UE pretendia implementar com a Diretiva 96/92/CE, diretiva esta abordada no capítulo 2.1.1, visando a criação de um Mercado Interno de Eletricidade.

Em 1995 é criada a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, ERSE, através da publicação do Decreto-Lei n.º 187/95. Atualmente denominada Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, era à data responsável pela regulação do setor da eletricidade e tendo como uma das principais funções a proteção dos direitos e interesses dos consumidores, desempenhando um papel fundamental no processo de liberalização do sector elétrico português. Dois anos mais tarde, com a publicação do Decreto-Lei n.º 44/97, efetivava-se a liberalização do setor elétrico, com a divisão do Sistema Elétrico Nacional, SEN, no Sistema Elétrico de Serviço Público, SEP, e no Sistema Elétrico Independente, SEI. Este decreto-lei é resultado da consolidação dos Decretos-Lei n.º 182/95 e 188/95, coexistindo assim mercado regulado e o mercado liberalizado, associados ao SEP e ao SEI, respetivamente. Ao mercado regulado estava associado produtores vinculados, a concessionária da rede nacional de transporte, RNT, distribuidores vinculados bem como os clientes da SEP. Ao mercado liberalizado estava inerente o sistema elétrico não vinculado e os PRE. Importa destacar o facto da RNT passar a estar sobre a alçada da REN, que tinha as responsabilidades de planeamento e exploração técnica do sistema elétrico e das transações de energia no SEP, [20].

Com a entrada do século XXI, o processo da liberalização global do setor elétrico português e a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade concretiza-se, o denominado MIBEL. Assim, Portugal e Espanha, ambos Estados-Membro da UE, vão acompanhando e implementando as orientações políticas produzidas à escala europeia, com vista à concretização do IEM. Esta transformação do sector é efetivada pelos Decretos-Lei n.º 184/2003 e n.º 185/2003, em consequência da transposição das orientações vertidas da Diretiva 2003/54/CE, tema abordado no capítulo 2.1.2. Ainda na sequência das disposições presentes nessa diretiva, Portugal começa a estabelecer as condições para a criação de um mercado livre e competitivo. O processo de transformação do sector iniciado em 2003, sofre uma nova alteração em 2006, com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 29/2006, definindo para o sector elétrico um quadro legislativo coerente e articulado com a legislação comunitária europeia, [21]. Neste sentido, nesta nova reestruturação são estabelecidos os princípios de organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como as regras aplicáveis ao exercício das atividades ao nível da produção, transporte, distribuição e comercialização. Assim, na nova estrutura do SEN as atividades de pro-

dução e de comercialização, perante a atribuição das devidas licenças, são executadas em regime livre de concorrência, e as atividades de transporte e distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público.

Importa realçar que anos antes, mais propriamente no ano 2000, o Estado iniciava reestruturações com o objetivo de reforçar as condições de transparência e isenção de atuação do Operador de Sistema. Para tal, o Estado privatiza parte da EDP, ficando apenas com cerca de 30% do seu capital. Em simultâneo, o Estado decide autonomizar a REN SA, ficando o próprio Estado com cerca de 70% do capital. Ainda em 2003 a REN constitui a sua subsidiária OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Polo Português) S.A., que tem por missão gerir o mercado de energia elétrica a prazo em articulação com o seu homólogo em Espanha o OMEL - Operador del Mercado Ibérico de Energia (Pólo Espanhol) S.A. Em dezembro desse mesmo ano, a REN passa a designar-se Redes Energéticas Nacionais, após aquisição de 18,3% da Galp Energia e dos ativos do transporte de gás em alta pressão. Mais tarde, em 2011, a EDP é totalmente privatizada, com a venda por parte do Estado da sua parte de capital, passando a pertencer ao grupo chinês Three Gorges Corporation. Um ano mais tarde, o Estado vende cerca de 40% do capital da empresa REN SA às empresas State Grid e da Oman Oil. O Estado passa a deter apenas 9,9% do capital da REN SA [20].

### **2.2.1 A Rede Nacional de Transporte**

A REN, no âmbito de um contrato de concessão estabelecido com o Estado Português, é responsável por explorar a nível da atividade de transporte de energia elétrica toda a Rede de Transmissão, RNT. Sendo a única entidade de transporte de eletricidade em Portugal, a REN está incumbida do planeamento, construção, operação e a manutenção da RNT, abrangendo ainda o planeamento e a gestão técnica global do Sistema Elétrico Nacional para assegurar o funcionamento harmonizado das infraestruturas que o integram, assim como a continuidade de serviço e a segurança do abastecimento de eletricidade através da contratação de serviços auxiliares. É também da responsabilidade da REN a realização do planeamento da expansão do SEN, desenvolvendo, para o efeito, estudos com um horizonte temporal de seis anos, que devem ser atualizados de dois em dois anos, e submetidos à ERSE para devida aprovação.

Podemos assim agrupar a atividade da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., em duas grandes áreas reguladas: Gestão Global do Sistema, GGS, e Transporte de Energia Elétrica, TEE. Naturalmente que ambas as atividades acarretam custos, sendo estes sustentados pelas receitas provenientes da a tarifa de Uso Global do Sistema, UGS, e a tarifa de Uso da Rede de Transporte, URT, sendo estas fixadas anualmente pela ERSE com base

Table 2.2: Rede Nacional de Transporte em Números, [22]

|   | Dez 17       | Dez 16       | Variação 17-16 |
|---|--------------|--------------|----------------|
| <b>Comprimento De Linhas em Serviço (km)</b>      | <b>8907</b>  | <b>8863</b>  | <b>0,5 %</b>   |
| 400 kV  | 2714         | 2670         | 1,6 %          |
| 220 kV  | 3611         | 3611         | 0,0 %          |
| 150 kV  | 2582         | 2582         | 0,0 %          |
| <b>Potência de Transformação em Serviço (MVA)</b> | <b>37382</b> | <b>36636</b> | <b>2,0 %</b>   |
| <b>Autotransformação (MVA)</b>                    | <b>14340</b> | <b>13890</b> | <b>3,2 %</b>   |
| 400/220 kV  | 7200         | 7200         | 0,0 %          |
| 400/150 kV  | 6440         | 5990         | 7,5 %          |
| 220/150 kV  | 700          | 700          | 0,0 %          |
| <b>Transformação (MVA)</b>                        | <b>23042</b> | <b>22746</b> | <b>1,3 %</b>   |
| 400/60 kV   | 4080         | 3910         | 4,3 %          |
| 220/60 kV   | 12448        | 12448        | 0,0 %          |
| 150/60 kV   | 6054         | 5928         | 2,1 %          |
| 150/130 kV  | 140          | 140          | 0,0 %          |
| 220/30 kV   | 320          | 320          | 0,0 %          |
| 220/30 kV   | 320          | 320          | 0,0 %          |

em dados previsionais, respeitantes à procura, custos, proveitos e investimentos, [23]. No final do ano de 2017, conforme demonstrado na tabela 2.2, a REN conta com 8907 Km de linhas por todo o país, garantindo o escoamento da energia elétrica desde os centros eletroprodutores até às 68 subestações transformadoras, nas quais é feita a ligação, quer diretamente a consumidores em muito alta tensão, quer a 60 kV entre a rede nacional de transporte e a rede nacional de distribuição. Em relação às linhas de 400 kV, elas estão presentes maioritariamente junto ao litoral no sentido norte-sul, desde o Minho até ao Algarve e existindo ainda algumas no sentido oeste-este acabando por estabelecer as interligações entre Portugal e Espanha. Já as linhas de 220 kV encontram-se principalmente nos distritos de Lisboa e Porto, e entre Miranda do Douro e Coimbra. Por sua vez, as linhas de 150 kV contemplam as primeiras linhas da RNT desde 1951. Podemos observar a sua distribuição a partir da figura 2.5.

Table 2.3: Capacidade Técnica das Linhas de Interligação em Regime Nominal [24]

| Kv  | Linha                     | MVA     |       |
|-----|---------------------------|---------|-------|
|     |                           | Inverno | Verão |
| 400 | Alto Lindoso - Cartelle 1 | 1386    | 1386  |
|     | Alto Lindoso - Cartelle 2 | 1386    | 1386  |
|     | Lagoaça - Aldeadávila     | 1706    | 1469  |
|     | Falagueira - Cedillo      | 1386    | 1300  |
|     | Alqueva - Brovales        | 1386    | 1280  |
|     | Tavira - Puebla de Guzmán | 1386    | 1386  |
| 220 | Pocinho - Aldeadávila 1   | 435     | 374   |
|     | Pocinho - Aldeadávila 2   | 435     | 374   |
|     | Pocinho - Saucelle        | 430     | 360   |
| 130 | Lindoso - Conchas         | 131     | 90    |

A RNT estabelece igualmente a ligação com a rede europeia de transporte através de dez interligações com a rede de transporte de Espanha. Esta interligação é assegurada operacionalmente por três circuitos a 220 kV no Douro Internacional, por seis circuitos a 400 kV, dois entre o Minho e a Galiza, um no Douro Internacional, um no Tejo Internacional, um entre o Alentejo e a Estremadura, e um entre o Algarve e a Andaluzia. Adicionalmente, como recurso em casos excecionais para apoio regional à rede de distribuição, está estabelecida uma linha a 130 kV entre o Minho e a Galiza. As suas respectivas capacidades técnicas em regime nominal apresentam-se na tabela 2.3.

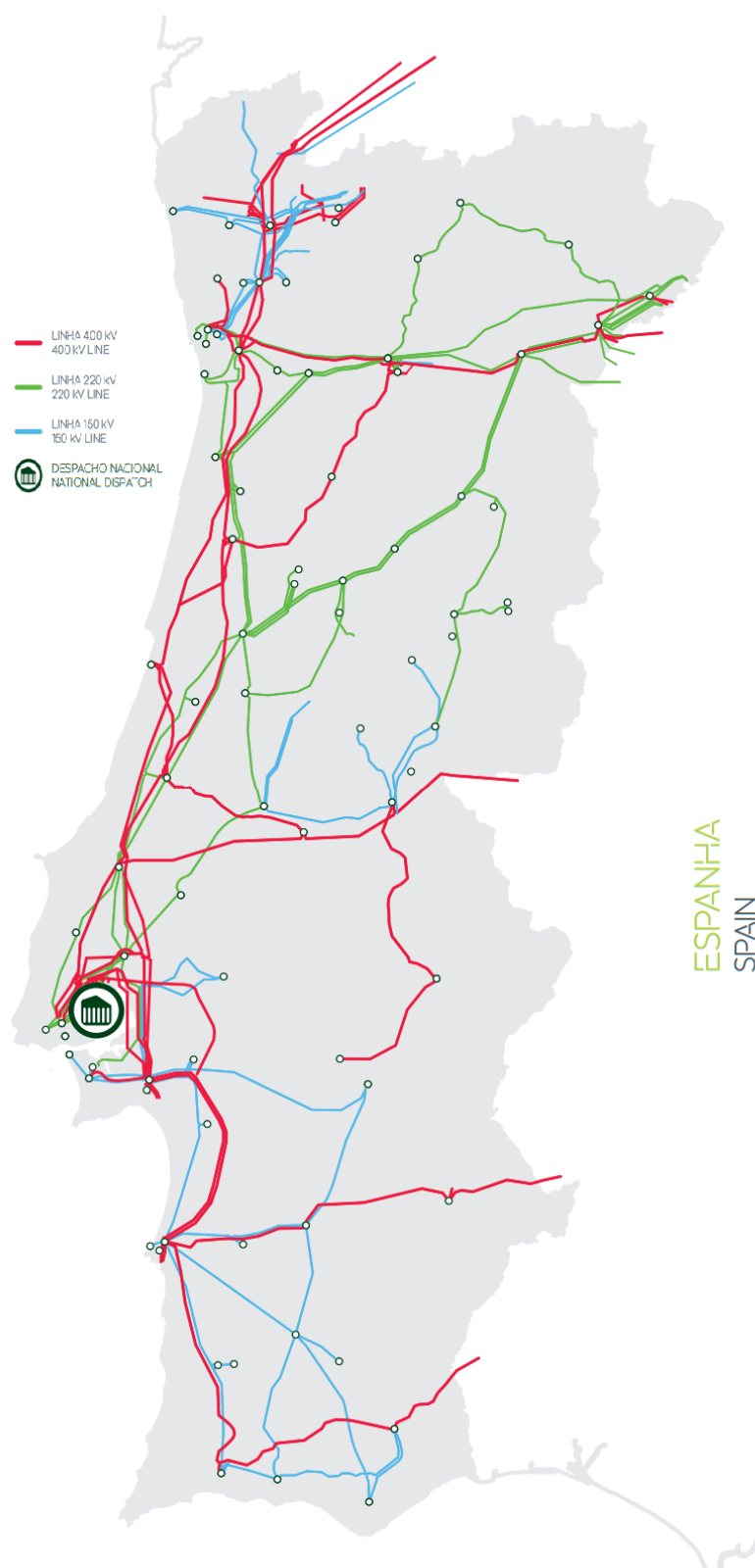


Figure 2.5: Rede Nacional de Transporte de Eletricidade [22]



## **Chapter 3**

# **Código de Rede para a Atribuição de Capacidade e Gestão de Congestionamentos**

### **3.1 Os Três Grupos de Códigos de Rede**

O desenvolvimento de códigos de rede e diretrizes, em conformidade com o Terceiro Pacote de Energia, foi identificado como um elemento crucial para estimular a conclusão do IEM. Mais especificamente, o Regulamento n.º 714/2009/CE define os domínios dos oito códigos de rede e um processo para os desenvolver. Esses códigos, são um conjunto detalhado de regras que impulsionam a harmonização, integração e eficiência do IEM, através de regulamentações no domínio da eletricidade mais orientadas para o nível nacional. Esses códigos de rede foram publicados no Jornal Oficial da União Europeia sobre forma de regulamentos de implementação, após um processo de co-criação entre a CE, ENTSO-E, ACER e muitas partes interessadas envolvidas em todo o setor elétrico europeu. Estes códigos de rede podem ser subdivididos em três categorias conforme ilustrado na tabela [3.1](#).

Table 3.1: Os Três Grupos de Códigos de Rede, adaptado de [25]

|                     |      |   |                  |
|---------------------|------|---|------------------|
| Códigos de Mercado  | CACM | Capacity Allocation and Congestion Management | Julho de 2015    |
|                     | FCA  | Forward Capacity Allocation                   | Setembro de 2016 |
|                     | EBGL | Electricity Balancing                         | Novembro de 2017 |
| Códigos de Conexão  | RfG  | Requirements for Generators                   | Abril de 2016    |
|                     | DCC  | Demand Connection Code                        | Agosto de 2016   |
|                     | HVDC | High Voltage Direct Current Connections       | Setembro de 2016 |
| Códigos de Operação | SOGL | System Operations                             | Agosto de 2017   |
|                     | ER   | Emergency and Restoration                     | Novembro de 2017 |

No entanto, em bom rigor, estes oito regulamentos da CE em que são descritas regras comuns para o sistema e o mercado da eletricidade, muitas vezes designados por códigos de rede, não são na verdade, por definição, todos códigos de rede. Quatro dos oito são diretrizes: CACM; FCA; EBGL; SOGL. Os restantes quatro são códigos de rede: ER; RfG; DCC; HVDC. Estes oito regulamentos têm o mesmo peso legal, pois, sendo regulamentos da CE são juridicamente vinculativos tornando-se obrigatória a transposição para o direito nacional de cada Estado-Membro, através de um procedimento de comitologia. Assim a base jurídica para os códigos de rede e para as diretrizes encontra-se descrita nos artigos 6.º e 18.º do Regulamento n.º 714/2009/CE, respetivamente.

Uma diferença significativa entre eles é que as diretrizes incluem processos pelos quais um TSO deve desenvolver uma metodologia de trabalho ou, na maioria dos casos, um conjunto de TSO's a nível europeu ou regional [26]. Normalmente, é realizada uma consulta pública antes de a metodologia ser submetida às ARN's para permitir o envolvimento de todas as partes interessadas. As ARN's relevantes podem aprovar, pedir para alterar ou rejeitar a metodologia. Se as ARN's não chegarem a acordo interno sobre a aprovação da metodologia, a decisão é transferida para a ACER, conforme descrito no artigo 8.º do Regulamento n.º 713/2009/CE. Em geral, os códigos de rede são mais detalhados, enquanto as diretrizes transferem mais tarefas para a fase de implementação local ou regional. A figura 3.1 esquematiza o estado de implementação dos códigos e diretrizes de rede em maio de 2017. Pode observar-se que a implementação destes regulamentos não são uma tarefa de responsabilidade única para os TSO's, pois entidades interessadas a nível europeu ou regional também têm cota de responsabilidade na sua concretização, como é o caso da ENTSO-E. Entre as várias tarefas, a ENTSO-E supervisiona a implementação dos regulamentos, desenvolve, investiga e publica documentação relevante para concretização dos mesmos.



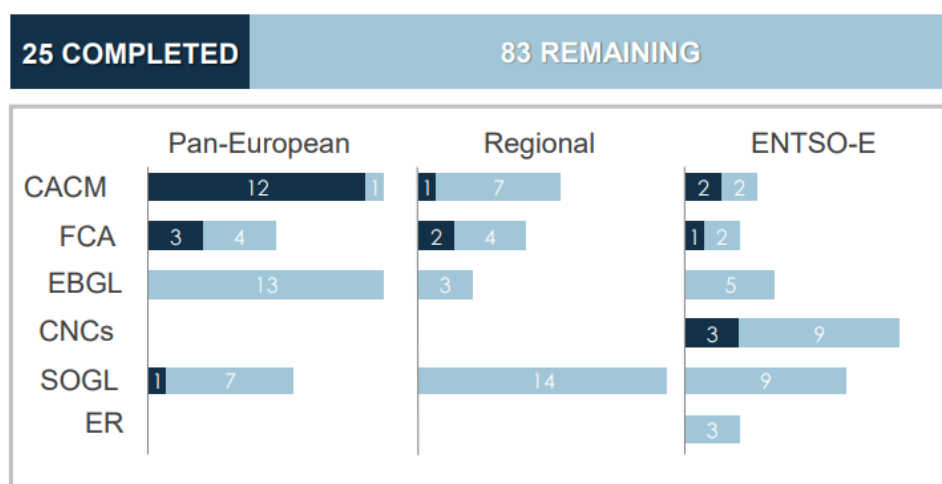


Figure 3.1: Estado de Implementação dos Códigos de Rede, em maio de 2017 [27]

Assim, os códigos de rede e diretrizes visam harmonizar os diferentes mercados de energia permitindo a integração e concretização do IEM, obtendo ganhos de eficiência, diversidade de recursos e fomento de concorrência em toda a cadeia de valor do sector elétrico. A existência de oito códigos de rede é, em parte, consequência das características físicas únicas da eletricidade:

- **Tempo:** grandes volumes de eletricidade não são economicamente viáveis de ser armazenados, o que leva a que a eletricidade tenha um custo e valor diferentes ao longo do tempo;
- **Localização:** o controlo dos fluxos de eletricidade exige um processo eficiente e coordenado, respeitando as características técnicas das redes de transmissão;
- **(In)Flexibilidade:** o consumo e a geração de eletricidade têm de combinar-se continuamente, o que exige processos de previsão de carga e geração para diferentes horizontes temporais do mercado;

A eletricidade não é apenas energia em MWh. A capacidade de transmissão, a flexibilidade, a viabilidade técnica das redes, etc, exigem processos de coordenação entre diferentes entidades nacionais, regionais e europeias para diferentes domínios, os quais os códigos de rede pretendem regular.

## 3.2 Atribuição de Capacidade e Gestão de Congestionamentos

Os princípios relativos às condições de acesso à rede e gestão de congestionamento, com o objetivo de incentivar e regular o comércio transfronteiriço de eletricidade, surgiram pela primeira vez com o Regulamento n.º 1228/2003/CE, tal como referido no capítulo 2.1.2. Com a entrada em vigor do terceiro pacote de energia, muito em particular com Regulamento n.º 714/2009/CE, esses mesmos princípios foram revistos e reformulados, dando assim origem ao código de rede CACM, Network Code for Capacity Allocation and Congestion Management. Este código de rede foi publicado em 24 de julho, de 2015, sobre forma de Regulamento n.º 1222/2015/CE, onde são estabelecidas as orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos [1]. Assim, os objetivos deste código de rede estão bem definidos no artigo 3.º do regulamento, onde se destaca:

- Promover a concorrência efetiva na geração, comercialização e fornecimento de eletricidade;
- Garantir o uso otimizado da infraestrutura de transmissão;
- Garantir a segurança operacional;
- Otimizar o cálculo e a alocação da capacidade interzonal;
- Contribuir para o funcionamento eficiente a longo prazo e o desenvolvimento do sistema de transporte de eletricidade e setor elétrico na União;
- Proporcionar acesso não discriminatório à capacidade interzonal.

[1, Artigo 4.º]

O CACM torna-se assim um passo fundamental para a concretização do IEM. O seu foco na atribuição de capacidade e gestão de congestionamentos define os métodos para calcular a capacidade técnica existente dentro da qual os participantes do mercado podem usar as linhas transfronteiriças sem colocar em risco a segurança do sistema. Também harmoniza a forma como os mercados transfronteiriços operam na Europa para aumentar a competitividade, tendo em conta as limitações técnicas das linhas de interligação e incentivando a integração da energia produzida através de fontes de energia renováveis. No entanto, este regulamento CACM fornece, acima de tudo, princípios orientadores e metodologias para desenvolver e reforçar o comércio transfronteiriço de eletricidade, quem deve desenvolver essas mesmas metodologias e até que data. Assim, o no CACM legisla-se no sentido de incentivar uma cooperação entre mercados de energia, TSO's, ENTSO-E, ACER, ARN's e Operadores Nomeados do Mercado de Eletricidade, NEMOs.

Para compreender esses princípios orientadores, os seguintes subcapítulos ilustram os conceitos chave relevantes para o modo como os mercados de eletricidade e as redes estão interligados no contexto da UE. Pela relevância que têm para o tema em estudo, importa compreender o importante conceito de zonas de licitação e a diferença entre zonas de licitação e áreas de controle [26]. Consequentemente, compreendendo o conceito de zona de licitação, surge o conceito de regiões de cálculo de capacidade através dos quais os diferentes TSO's em articulação com os coordenadores regionais de segurança definem a capacidade técnica para o comércio transfronteiriço.

### 3.2.1 Zonas de Licitação

As zonas de licitação, também conhecidas por zonas de oferta, estão enquadradas no artigo 34.º do código de rede CACM e geralmente correspondem às fronteiras dos Estados-Membro, como podemos observar na figura 3.2. As configurações da zona de licitação podem ser redefinidas periodicamente caso se encontrem ineficiências a nível da configuração existente na avaliação obrigatória que é feita pela ACER de três em três anos. Uma vez definidas as zonas de oferta, estas são válidas para todos períodos de mercado diário e intradiário. Os critérios para revisão das zonas de licitação estão descritos no artigo 33.º do CACM [1].

Existe também o conceito de áreas de controlo que são distintas das zonas de licitação. Uma área de controle é definida como uma parte do sistema interconectado, operada por um único TSO responsável por manter a segurança operacional da sua área de controle. No caso de Portugal, a área de controle corresponde à área de licitação, à qual está inerente uma rede de transporte sobre o controlo da REN. A mesma situação acontece com a Espanha, sendo Red Eléctrica de España, REE, o TSO. Já o caso alemão é bastante diferente, que tem um território dividido em quatro áreas de controle à responsabilidade de quatro TSO's diferentes dentro da mesma zona de licitação. Outro caso distinto é o da Suécia que tem mais zonas de licitação do que áreas de controle. País cujos limites da área de controle correspondem às fronteiras nacionais sobre a alçada de um único TSO, detém no seu interior quatro zonas de licitação [29].

Diferentes zonas de licitação são conetadas eletricamente por interligações, também conhecidas por ligações interzonais. Se uma interligação entre duas zonas distintas de ofertas não for totalmente utilizada, ou seja, se a capacidade da interligação não for usada na sua totalidade, os preços de eletricidade no conjunto das duas zonas convergem num dado período de tempo. No entanto, quando a capacidade de interligação é insuficiente, o preço nas duas zonas de licitação diverge nesse período. Este fenómeno acontece quando se verificam congestionamentos nas interligações pelo facto de capacidade de interligação



Figure 3.2: Zonas de Licitação em 2017 [28]

ser insuficiente para concretizar o despacho realizado pelo operador de mercado. Em Portugal e Espanha, o fenómeno é conhecido por market splitting, verificando-se preços distintos nos dois países, ficando o preço mais elevado do lado do país que nesse período de mercado estiver a importar energia [30].

### 3.2.2 Regiões de Cálculo de Capacidade e Coordenadores Regionais de Segurança

Nos termos do ponto 1., do artigo 15.º, do Regulamento CACM, todos os TSO's devem elaborar uma proposta de regiões de cálculo da capacidade, submetendo-a a todas as autoridades reguladoras para respetiva aprovação [31]. Estas regiões de cálculo de capacidade compreende um conjunto de zonas de licitação e respetivas áreas geográficas para a quais o cálculo de capacidade interzonal deve ser coordenado. Esta definição de regiões tem como objetivo a coordenação regional entre os TSO's que operam em zonas de licitação com fronteiras comuns, garantindo assim que o cálculo da capacidade de transmissão interzonal seja confiável e que a capacidade ótima seja disponibilizada ao

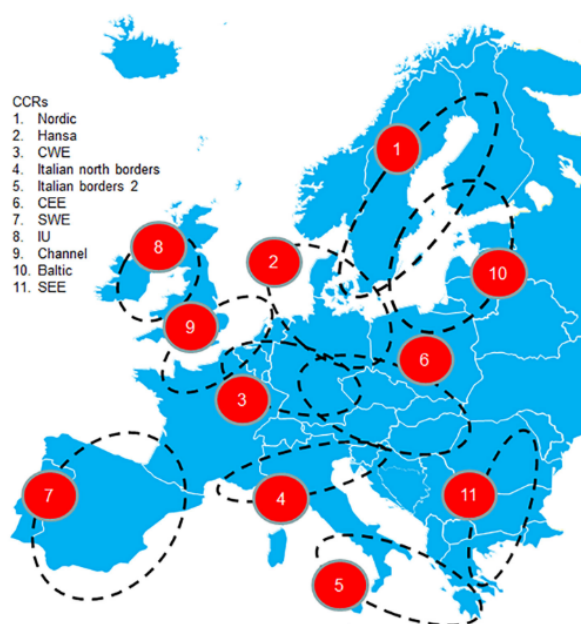


Figure 3.3: Regiões de Cálculo de Capacidade em 2017 [31]

mercado. No total, são 11 as regiões de cálculo de capacidade como se pode observar na figura 3.3.

Para efetivar esta coordenação da forma mais otimizada possível, a figura de Coordenador Regional de Segurança, RSC, cujo papel foi estabelecido na legislação da UE com a adoção dos códigos de rede de Operações. Em particular, o código de rede SOGL, de acordo com a consideração 89, do artigo 3.º, define que o RSC, propriedade ou controlado por TSO's, executa tarefas relacionadas à coordenação dos TSO's a nível regional:

- Análise de segurança e planeamento operacional;
- Atribuição coordenada de capacidade;
- Adequação previsões de curto e muito curto prazo;
- Coordenação na construção dos Modelos de Rede Individual e Comum;
- Planeamento coordenação de interrupções, outage planning.

O objetivo final é que o trabalho dos RSC's aumente a eficiência na operação do sistema, minimize os riscos de falha no fornecimento de energia e diminua os custos da energia, nomeadamente através da otimização da capacidade de transmissão para os participantes do mercado [32]. Em algumas regiões, um RSC desempenha funções em mais do que uma região de cálculo de capacidade, como se pode observar na figura 3.4.

No que à análise de segurança e planeamento operacional da rede diz respeito, os RSC's devem emitir recomendações aos TSO's da região de cálculo da capacidade para a qual foram designados, identificando também ações corretivas mais eficientes a fim de reduzir riscos de segurança operacional, principalmente em áreas próximas das fronteiras nacionais. Contudo, cada TSO deve, individualmente, decidir se segue ou não as recomendações do RSC, ficando em última instância ao encargo do TSO a responsabilidade final de manter a segurança operacional da sua área.

Quanto à atribuição de capacidade coordenada, por vezes uma dada região de cálculo de capacidade tem mais do que um RSC. Nesses casos, um dos RSC assume a responsabilidade nessa região, podendo o outro assumir funções em qualquer momento, servindo como opção de *backup*. Este mecanismo organizacional garante a consistência entre o cálculo da capacidade e a avaliação de segurança coordenada de todos os sistemas de transmissão, assunto abordado com mais detalhe no subcapítulo 3.3.

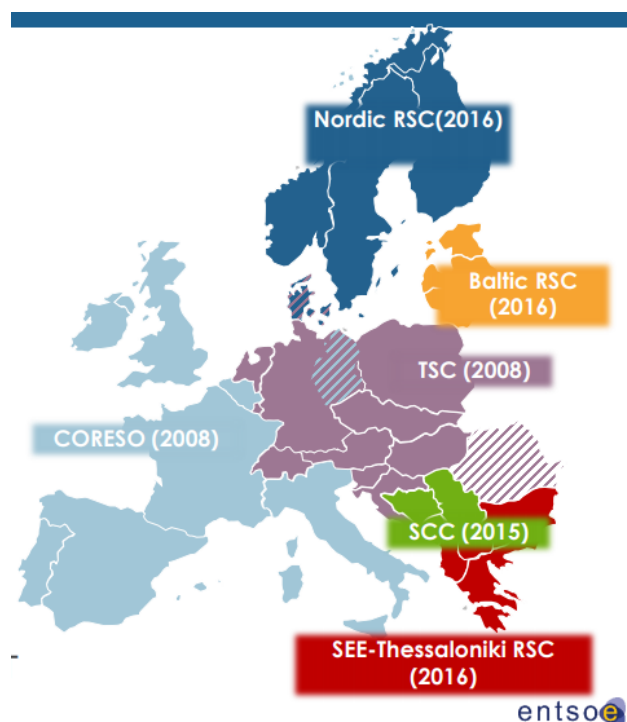


Figure 3.4: Coordenadores Regionais de Segurança [27]

As cinco tarefas supramencionadas devem culminar numa base denominada de Modelo de Rede Comum, Common Grid Model, CGM, onde todos os dados são compartilhados e através da qual é possível ter uma visão dinâmica regional de todos os principais ativos da rede, desde a geração, consumo e transmissão, atualizada a cada hora. Esses

dados, fornecidos pelos diferentes TSO's refletem a estado atual da área sob o seu controlo, e na qual está refletida também o planeamento de interrupções e as previsões de curto e muito curto prazo sobre os estado da rede, da produção, consumo, operações de manutenção, entre outras [33].

Portugal por sua vez, está inserido na região de cálculo de capacidade sudoeste europeia, SWE CCR, em conjunto com a Espanha e com a França. Cada um dos seus TSO's, REN, REE e RTE respetivamente, cooperam entre si através do coordenador regional de segurança CORESO, fundado em 2008. As várias entidades supramencionadas estabelecem metodologias harmonizadas para calcular a capacidade interzonal e estabelecer regras para o seu funcionamento. Esta cooperação revela-se fundamental, numa região onde os fluxos físicos transfronteiriços são caracterizados por variações significativas. Estas variações são resultado das condições climáticas diárias, devido às elevadas quantidades de energia eólica, solar e hídrica instaladas [34].

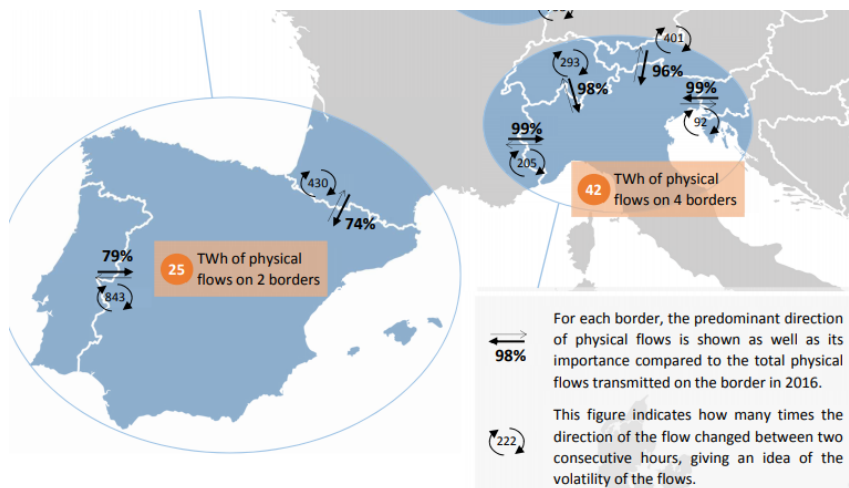


Figure 3.5: Direção de Fluxos nas Fronteiras da região SWE [34]

### 3.3 Mecanismos de Cálculo de Capacidade

O comércio transfronteiriço de eletricidade exige fundamentalmente um mecanismo coordenado e transparente de cálculo e atribuição de capacidade entre TSO's. Contudo, cálculo da capacidade interzonal depende da capacidade de transmissão disponível para transações comerciais entre zonas de licitação e depende do padrão de geração e carga dentro de uma zona de oferta. Por sua vez, o padrão de geração e carga dentro de uma zona de licitação é resultado do mercado que, por sua vez, é influenciado pelo volume de capacidade de transmissão disponibilizado pelos TSO's para o comércio interzonal.

Este processo implica que sejam introduzidas margens de segurança para assegurar a viabilidade técnica do fluxo de energia [35].

Atualmente, existem dois métodos na Europa para realizar o cálculo da capacidade interzonal. A abordagem convencional baseada na capacidade líquida coordenada, Net Transfer Capacity, NTC, ou a abordagem mais sofisticada baseada no fluxo, Flow-Based, FB, como podemos ler na consideração 5 do preâmbulo do CACM:

“Existem duas abordagens admissíveis aquando do cálculo da capacidade interzonal: uma baseada nos trânsitos e outra baseada na capacidade líquida coordenada de transporte. A abordagem baseada nos trânsitos deve ser a abordagem primária para o cálculo da capacidade para o dia seguinte e intradiária sempre que a capacidade interzonal entre zonas de ofertas revelar uma interdependência elevada. A abordagem baseada nos trânsitos só deve ser introduzida depois de os participantes no mercado terem sido consultados e depois de lhes ter sido concedido tempo de preparação suficiente para permitir uma transição suave. A abordagem baseada na capacidade líquida coordenada de transporte só deve ser aplicada em regiões onde a capacidade interzonal é menos interdependente e onde se demonstre que a abordagem baseada nos trânsitos não é suscetível de proporcionar valor acrescentado.” [1, Consideração 5 do Preâmbulo]

Além disso, o artigo 20.º, n.º 2 do CACM indica:

"No prazo de 10 meses após a aprovação da proposta de uma região de cálculo da capacidade em conformidade com o artigo 15.º n.º 1, todos os ORT em cada uma das regiões de cálculo da capacidade devem apresentar uma proposta de metodologia comum de cálculo da capacidade coordenada a aplicar na respetiva região." [1, Artigo 2.º]

Assim, em 2017, os TSO's membros dos RSC Coreso, Nordico RSC, Baltic RSC, TSC, SCC, SEE RSC, apresentaram uma proposta de metodologia comum de cálculo de capacidade coordenada nas respetivas regiões que estão sob o seu controlo. Posteriormente, pretende-se que o cálculo da capacidade de dois ou mais CCRs adjacentes na mesma área síncrona seja integrado num só, caso implementem uma metodologia de cálculo de capacidade baseada no fluxo, conforme indicado no ponto 5., do artigo 20.º, do CACM:

“A partir do momento em que duas ou mais regiões de cálculo da capacidade adjacentes na mesma zona síncrona apliquem uma metodologia de cálculo



da capacidade que utilize a abordagem baseada nos trânsitos no período de operação do mercado para o dia seguinte ou intradiário, essas regiões devem ser consideradas uma região para este efeito e os ORT desta região devem apresentar, no prazo de seis meses, uma proposta de aplicação de uma metodologia comum de cálculo da capacidade que utilize a abordagem baseada nos trânsitos no período de operação do mercado para o dia seguinte ou intradiário.” [1, Artigo 20.º]

No caso da região sudoeste, onde Portugal, Espanha e França estão inseridos, a abordagem usada para cálculo é a abordagem baseada na capacidade líquida coordenada de transporte, também conhecido por Net Transfer Capacity, NTC.

### **3.3.1 Metodologia de Cálculo de Capacidade NTC na região SWE CCR**

As metodologias de cálculo de capacidade visam estabelecer um conjunto de regras, critérios de cálculo, procedimentos para o cálculo e publicação da capacidade da interligação entre os sistemas elétricos interligados de Portugal, Espanha e França. O objetivo deste mecanismo coordenado de cálculo no contexto do comércio transfronteiriço de eletricidade passa por garantir um equilíbrio contínuo entre o cumprimento dos critérios de segurança e funcionamento estabelecidos na operação dos sistemas, ao mesmo tempo que é disponibilizada a melhor estimativa do estado do sistema para exploração comercial da capacidade da interligação. Metodologia essa que é aplicada pelos TSO's de cada zona de licitação da região SWE CCR [36]. Importa compreender alguns conceitos, antes de descrever o processo de aplicação da metodologia para o cálculo de capacidade:

#### **Capacidade Técnica da Interligação - Total Transfer Capacity, TTC**

O TTC representa o valor máximo da interligação líquido de potência elétrica ativa (MW) entre os dois sistemas elétricos interligados, para determinado período temporal e sentido de fluxo de energia, compatível com o cumprimento dos critérios de segurança estabelecidos nos respetivos sistemas elétricos.

#### **Margem de segurança - Transmission Reliability Margin, TRM**

Margem de segurança aplicada sobre o TTC que reflete as incertezas ou possíveis desvios de regulação.

**Capacidade Comercial da Interligação - Net Transfer Capacity, NTC**

O NTC representa o valor máximo da interligação líquido de potência entre os dois sistemas elétricos interligados para determinado período temporal e sentido de fluxo de energia, disponível para efeitos comerciais. Deste modo obtém-se o valor de capacidade comercial nas interligações da região SWE:

$$NTC = TTC - TRM \quad (3.1)$$

**Conceito de Cenários em conformidade com o artigo 18.º do CACM**

- "1. Todos os ORT devem elaborar cenários comuns para cada um dos períodos de operação do cálculo da capacidade referidos no artigo 14.º, n.º 1, alíneas a) e b). Os cenários comuns devem ser utilizados para descrever a previsão de uma situação específica para a produção, a carga e a tipologia de rede, no que respeita à rede de transporte no modelo de rede comum.
2. Para os períodos de operação do cálculo de capacidade para o dia seguinte e intradiário, deve ser elaborado um cenário por unidade de tempo do mercado.
3. Para cada cenário, todos os ORT devem elaborar, em conjunto, regras comuns para a determinação da posição líquida em cada zona de ofertas e dos trânsitos em cada linha de corrente contínua. Estas regras comuns devem basear-se na melhor previsão possível da posição líquida de cada zona de ofertas e na melhor previsão possível dos trânsitos em cada linha de corrente contínua para cada cenário e devem incluir o equilíbrio global entre a carga e a produção para a rede de transporte na União..." [1, Artigo 18.º]

Para o cálculo da capacidade da interligação é definido um cenário base, fornecido por cada TSO, com um programa nulo de interligação, verificando-se se a capacidade calculada, TTC, permite que o sistema de transmissão seja operado dentro dos limites de segurança operacional. Se o valor estiver dentro dos limites de segurança, a esse cenário base são posteriormente simulados incrementos nas interligações em cada um dos dois sentidos de fluxo de energia disponíveis para efeitos comerciais, até que sejam violados os critérios de segurança vigentes na situação base ou pós-contingência [36]. Caso contrário, é testado um valor de TTC entre os valores de TTC seguro e o valor de TTC que excedeu os limites de segurança. Este processo iterativo é definido com um passo de 50 MW, a fim de otimizar a capacidade oferecida ao mercado e reduzindo o tempo de computação, conforme observamos na figura 3.6.

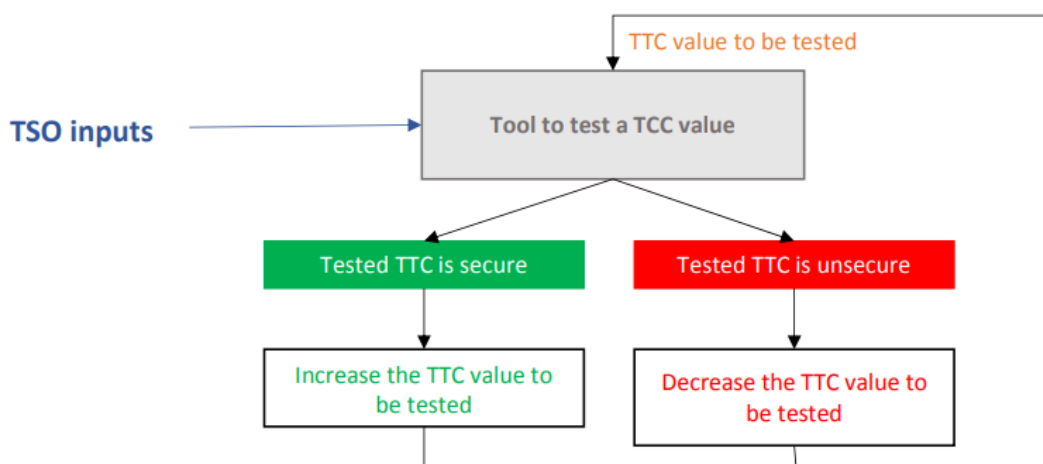


Figure 3.6: Processo Iterativo de Cálculo do TTC [36]

Estes cenários base devem fornecer a melhor estimativa do estado do sistema, contendo no mínimo as seguintes informações:

- Tipologia de rede disponível;
- Previsão de indisponibilidades dos elementos da rede em cada horizonte temporal de cálculo;
- Unidades de geração e respetivos níveis estimados de produção e interrupções previstas;
- Previsão de carga e geração por via de fontes renováveis.

Nos estudos para a determinação da capacidade da interligação, cada um dos TSO's vi-giará na situação base e pós-contingência, tanto os elementos da sua rede de transporte como os que considere relevantes da zona de licitação adjacente. Cada TSO poderá tomar as medidas tipológicas julgadas adequadas para aumentar a capacidade da interligação, com prévio acordo do outro TSO, sem nunca comprometer a segurança do seu sistema, e utilizará os critérios de segurança que sejam aplicáveis para a concretizar.

Posteriormente, aos valores de cálculo obtidos de TTC, será aplicada uma margem de segurança TRM. No caso do cálculo de capacidade entre Portugal e Espanha será de 10% do valor absolutos da capacidade da interligação se esta for superior a 1000 MW ou de 100 MW para valores absolutos de capacidade da interligação inferiores ou iguais a 1000 MW. Estes valores têm em conta os possíveis desvios de regulação entre os sistemas e a incerteza dos perfis de carga e geração previstos (TRM) [37].

Assim, a capacidade comercial da interligação NTC em cada um dos sentidos de fluxo, resultado do cálculo de cada um dos TSO's, será a capacidade técnica máxima menos a margem de segurança considerada, como indicado na equação 3.1. Por fim, é determinada a capacidade da interligação entre as zonas de licitação, que resulta no menor valor do calculado pelos TSO's dos sistemas interligados, prevalecendo os valores de capacidade calculados em horizontes temporais mais próximos em tempo real. A figura 3.7 mostra os valores médios e máximos de capacidade NTC, em MW, com base nos valores históricos de 2016 e 2017, seguindo o plano regional de investimento para 2017 para a região SWE [38].



Figure 3.7: Capacidade Comercial na Região SWE Continental e com Marrocos [38]

A conclusão deste processo coordenado para o cálculo de capacidade está definido no ponto 4., do artigo 21.º, do código de rede CACM. A metodologia coordenada de cálculo de capacidade na região SWE foi submetida e aprovada pelas ARN's em março 2018, prevendo-se agora o seu teste em paralelo com as operações correntes de cálculo de capacidade interzonais.

"4. Todos os ORT em cada região de cálculo da capacidade devem utilizar, tanto quanto possível, dados de entrada harmonizados para o cálculo da capacidade. O mais tardar em 31 de dezembro de 2020, todas as regiões devem utilizar uma metodologia harmonizada de cálculo da capacidade, que deve, em especial, estabelecer uma metodologia harmonizada de cálculo da capacidade para a abordagem baseada nos trânsitos e para a abordagem baseada na capacidade líquida coordenada de transporte..." [1, Artigo 21.º]

## Chapter 4

# Monitorização de Recursos para Gestão de Congestionamentos

A entrada em vigor do código de rede CACM, veio trazer um novo paradigma sobre a forma como os países devem reforçar as interligações entre as suas redes de energia elétrica, a fim de evitar congestionamentos e incentivando a criação de metodologias eficientes e confiáveis para estudar e analisar a segurança das mesmas. A criação da ENTSO-E veio reforçar esta intenção de colocar os TSO's em cooperação constante em áreas estratégicas da sua atividade como a coordenação da operação do sistema, a gestão otimizada da rede de transporte de eletricidade e a segurança técnica das mesmas [5]. Assim, com o decorrer das últimas décadas, os sistemas de energia elétrica têm vindo a ser reestruturados, passando de um modelo vertical integrado para um ambiente orientado para o mercado. Introduziu-se, portanto, um ambiente muito mais competitivo no setor da energia elétrica, levando os concessionárias a operarem as respetivas redes perto dos seus limites físicos e de segurança.

Sob tais condições cada vez mais complexas, a manutenção da segurança dos sistemas de energia tornou-se uma questão importante e prioritária, uma vez que os TSO's são confrontados diariamente com eventos imprevisíveis nas suas redes de energia que podem ter um impacto severo no nível de segurança da rede se não forem devidamente acautelados. Torna-se imperativo uma avaliação de segurança dos sistemas de energia elétrica sob o princípio de que cada operador de sistema é responsável pela sua própria rede, ao mesmo tempo que a coordenação nacional entre os TSO's e a coordenação a nível regional na Europa atinja um nível satisfatório de interoperabilidade. Esta cooperação pressupõe uma agilização de processos de previsão de cenários de geração, previsão de consumo e informações confiáveis sobre o agendamento de interrupções do sistema em cada horizonte dos mercados de energia, evitando o congestionamento das linhas de transmissão e a divisão

do mercado, fenómeno também conhecido por *market splitting*.

Para que esta previsão seja otimizada, os TSO's devem identificar as áreas ou elementos da rede mais sensíveis [39]. Assim, a gestão de congestionamentos é uma das principais tarefas desempenhadas pelos TSO's e um aspeto fundamental para uma operação eficiente de um mercado de eletricidade. Através do desenvolvimento de metodologias que consigam fazer essa identificação, devendo daí resultar a definição de uma rede horizontal, que inclui todos os elementos da rede que são significativamente afetados pelos fluxos transfronteiriços, e na qual podem também constar os elementos externos à área de responsabilidade de cada um dos TSO's, se assim se justificar [40].

## 4.1 Metodologia Desenvolvida

Neste estudo propõe-se um método para avaliar o impacto da variação da importação de energia entre duas áreas de uma dada rede através da observação da sensibilidade nos respetivos ramos, linhas e transformadores. Através deste processo, foi possível compreender a construção de uma metodologia de estudo de sensibilidade da rede, tarefa que os TSO's desenvolvem para analisar os ramos da rede de transmissão da sua área de controlo e o modo como se comportam perante um dado fenómeno. Importa referir que este estudo foi feito com orientação de um grupo de Engenheiros, nas instalações da empresa Redes Energéticas Nacionais, REN.

A metodologia foi aplicada numa rede de teste *IEEE 57 Bus*. Todas as simulações foram realizadas utilizando o pacote de software *PSS®E Xplore 33 (Free)* da *Siemens PTI* [41], fazendo a divisão da rede em dois países, áreas de controlo, como podemos observar na figura 4.1. Dos resultados da simulação, foi possível obter conclusões sobre a sensibilidade dos ramos em observação quando estes eram forçados a variações de carga ou de geração dentro da gama de valores indicados, através de uma funcionalidade do software denominada de *Scale Load* ou *Scale Generation*.

Para simular este cenário de importação foi forçado um aumento de carga, na ordem dos 20, 30, 40 e 50 MW, numa das áreas, ao mesmo tempo que também foi forçado um decréscimo de carga na área adjacente na mesma ordem de grandeza. Este processo foi conseguido através da ferramenta *Scale Load* fazendo, por exemplo, um *Scale Up* de 10 MW na área 1 e de seguida um *Scale Down* de 10 MW na área 2, antes de correr os cálculos do trânsito de potência através da ferramenta *Solve*, usando o método de *Newton-Raphson*, e sendo os resultados compilados e tratados num ficheiro excel independente. Esta sequência de passos, e olhando a um caso em concreto, permitiu, por exemplo, simular uma exportação de 10 MW da área 2 para a área 1. Cada um destes *Scales* foram impostos de

forma uniforme por todas as cargas de cada área. De realçar que este processo não foi contínuo nas diferentes gamas de variação, ou seja, cada vez que se pretendia efetuar a simulação numa gama diferente de valores, o processo era reiniciado com a reabertura da rede *IEEE 57 Bus* no SOFTWARE PSS®E. A metodologia foi aplicada de igual modo no processo para o *Scale* de geração.

## 4.2 Cálculo da Sensibilidade de uma Linha

### 4.2.1 Definição Geográfica da Posição do Barramento de Referência

Em qualquer estudo de trânsito de potências é necessário definir um barramento de compensação e referência, também conhecido por *Slack Bus*. Através deste barramento é possível definir o argumento da tensão e, desta forma, possibilitar a comparação com os desfasamentos entre os restantes barramentos da rede. Considera-se o ângulo de tensão nulo por forma a tornar os métodos resolúveis. Paralelamente, pelo facto de ser considerado o barramento de referência, é através deste que se define a potência ativa e reativa utilizada para compensar as perdas do sistema. No sentido de estudar as variações do fluxo de corrente nos ramos que constituem a rede, de modo especial, nas linhas de interligação, foram feitos estudos para duas situações:

- *Slack Bus* no barramento original, Bus 1;
- *Slack Bus* num barramento afastado das linhas de interligação, Bus 31.

A razão destas duas variantes de estudo de sensibilidade está diretamente relacionada com o conceito de barramento de referência pois, mantendo o Bus 1 como *slack bus*, os estudo de sensibilidade nos ramos da rede, e de modo particular nas linhas de interligação, poderiam ser adulterados dada a proximidade geográfica de ambas e do barramento de referência, podendo assim minimizar ou até mesmo camuflar o verdadeiro impacto do fluxo de potência entre as duas áreas.

### 4.2.2 Definição das Áreas da Rede IEEE 57 Bus

Como referido anteriormente a metodologia proposta foi aplicada à rede de teste *IEEE 57 Bus*. Contudo, como a versão usada, disponibilizada no *website* da empresa *Siemens*, no formato *PSS®E Xplore (Free)*, apresenta uma limitação a 50 barramentos, fazendo com que o *software* automaticamente redefina a rede para uma rede com 50 barramentos, 56 linhas de transmissão, 7 geradores, 10 transformadores e 35 cargas.

Table 4.1: Linhas de Interligação entre as Áreas 1 e 2

| Área 2       | Área 1        |
|--------------|---------------|
| 2 - TURNER   | 1 - KANAWHA   |
| 3 - LOGAN    | 15 - BUS 15   |
| 8 - CLINCH R | 9 - SALT VILL |
| 22 - BUS 22  | 38 - BUS 38   |
| 37 - BUS 37  | 38 - BUS 38   |

O sistema foi dividido em duas áreas, área 1 e área 2, simulando assim dois países, com 5 linhas de interligação entre ambos, como podemos constatar na tabela 4.1 e na figura 4.1, são possíveis de observar como as linhas que interligam a área amarela e área azul.

A definição das áreas foi feita com o critério de conseguir equilibrar os pontos de geração presentes em cada área e obter o maior número de interligações possível. A definição final da rede contempla, para a área 2, quatro geradores ligados aos barramentos 2, 3, 6 e 8, e para área 1, três geradores ligados aos barramentos 1, 9 e 11.

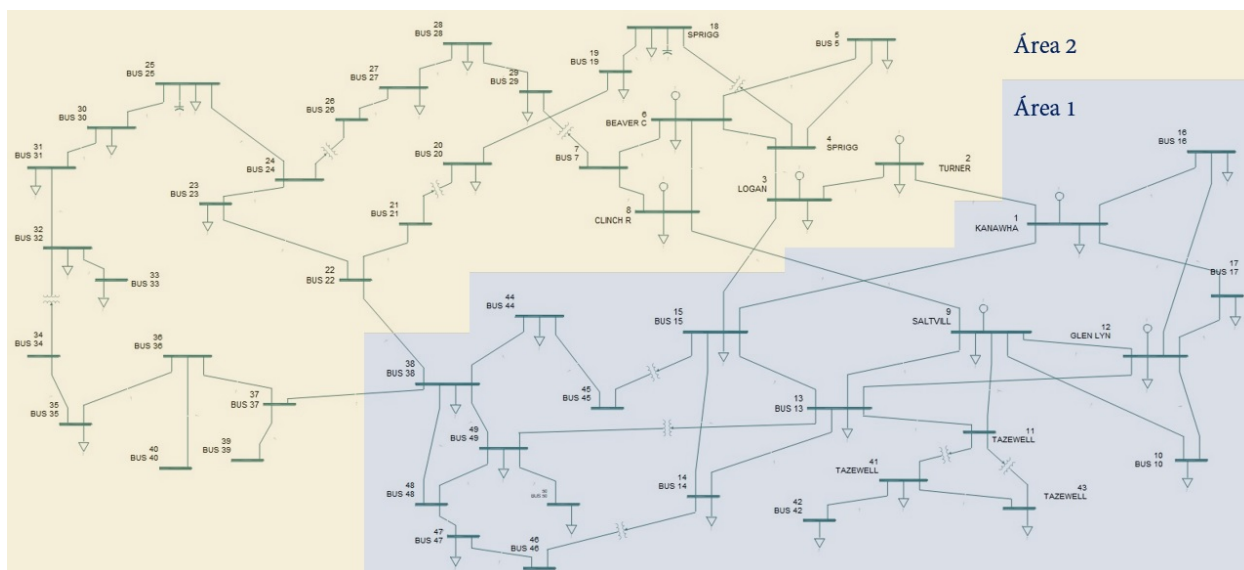


Figure 4.1: Rede IEEE 57 Bus

### 4.2.3 Cálculo de Sensibilidade nas Linhas

A sensibilidade de uma dada linha da rede, é um valor numérico usado para quantificar a variação de corrente observada nessa linha que liga dois barramentos distintos, quando comparado com o fluxo de corrente no cenário base. O cenário base representa o estado



da rede original, depois de se efetuar o trânsito de potências, antes de sofrer qualquer ação de *scale*, seja este de carga ou de geração. Assim, quanto maior for a variação de corrente numa dada linha, maior será a sensibilidade observada na mesma, sendo esta sensibilidade calculada como se demonstra na equação 4.1:

$$S \% = \frac{I_{incial} - I_{final}}{I_{base}} \quad (4.1)$$

onde

S % - Sensibilidade de uma Linha;

I inicial - corrente observada na linha para o cenário base;

I final - corrente observada na linha depois de uma ação de *scale* de carga ou de geração.

I base - corrente de base do sistema

Este método para calcular a sensibilidade é aplicada a cada linha da rede para cada um dos 16 cenários previstos, conforme indicado na tabela 4.2.

Table 4.2: Testes Realizados na Rede em Estudo

|          | Scale Load  |    |    |    | Scale Generation |    |    |    |
|----------|-------------|----|----|----|------------------|----|----|----|
| Slack 1  | 20          | 30 | 40 | 50 | 20               | 30 | 40 | 50 |
| Slack 31 | 20          | 30 | 40 | 50 | 20               | 30 | 40 | 50 |
| Total    | 16 Cenários |    |    |    |                  |    |    |    |

## 4.3 Resultados Obtidos

Os resultados obtidos estão divididos em quatro tabelas. Numa primeira fase, os testes de sensibilidade foram efetuados mantendo o *Slack Bus* no barramento 1, aplicando assim os *scales* de carga e de geração, tabela 4.3 e 4.4, respetivamente, na gama de valores estudados.

Após a conclusão desta primeira fase de testes, com resultados que demonstravam valores satisfatórios, foram iniciados os mesmos testes, contudo a configuração do *slack* da rede passava a estar no barramento 31. Os resultados do *scale* de carga e do *scale* de geração estão presentes na tabela 4.5 e 4.6, respetivamente.

### 4.3.1 Barramento de Referência localizado no Bus 1

Resultados obtidos para variações de 20, 30 e 40 e 50 MW mantendo o *slack bus* no barramento original, *bus* 1 para *scale* de carga.

Table 4.3: Tabela de Sensibilidades usando a ferramenta *Scale Load - Slack I*

| BUS  |    | Rede Original | 20 MW        |       | 30 MW        |        | 40 MW        |        | 50 MW        |        |
|------|----|---------------|--------------|-------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|--------|
| From | To | Amps Current  | Amps Current | %     | Amps Current | %      | Amps Current | %      | Amps Current | %      |
| 4    | 18 | 123,78        | 118,08       | 1,36  | 115,24       | 2,04   | 112,60       | 2,67   | 109,84       | 3,33   |
| 7    | 29 | 196,24        | 191,60       | 1,11  | 189,29       | 1,66   | 187,15       | 2,17   | 184,91       | 2,71   |
| 11   | 41 | 31,18         | 32,00        | -0,20 | 32,41        | -0,29  | 32,83        | -0,40  | 33,25        | -0,49  |
| 11   | 43 | 46,91         | 48,18        | -0,30 | 48,81        | -0,45  | 49,46        | -0,61  | 50,10        | -0,76  |
| 13   | 49 | 226,07        | 225,49       | 0,14  | 225,21       | 0,21   | 225,04       | 0,24   | 224,67       | 0,34   |
| 14   | 46 | 240,39        | 239,38       | 0,24  | 238,87       | 0,36   | 238,50       | 0,45   | 237,99       | 0,57   |
| 15   | 45 | 149,33        | 148,75       | 0,14  | 148,46       | 0,21   | 148,23       | 0,26   | 147,93       | 0,34   |
| 20   | 21 | 19,84         | 17,17        | 0,64  | 15,84        | 0,96   | 14,55        | 1,26   | 13,24        | 1,58   |
| 24   | 26 | 57,07         | 59,82        | -0,66 | 61,25        | -1,00  | 62,70        | -1,35  | 64,16        | -1,69  |
| 32   | 34 | 43,09         | 39,70        | 0,81  | 37,99        | 1,22   | 36,48        | 1,58   | 34,86        | 1,97   |
| 1    | 2  | 462,31        | 456,09       | 1,49  | 453,09       | 2,20   | 450,26       | 2,88   | 447,43       | 3,56   |
| 1    | 15 | 510,98        | 506,46       | 1,08  | 504,20       | 1,62   | 502,31       | 2,07   | 499,95       | 2,64   |
| 1    | 16 | 262,80        | 268,79       | -1,43 | 271,78       | -2,14  | 274,95       | -2,90  | 277,99       | -3,63  |
| 1    | 17 | 319,94        | 327,36       | -1,77 | 331,07       | -2,66  | 334,96       | -3,59  | 338,73       | -4,49  |
| 2    | 3  | 322,43        | 310,57       | 2,83  | 304,66       | 4,25   | 298,97       | 5,61   | 293,04       | 7,03   |
| 3    | 4  | 175,31        | 155,03       | 4,85  | 144,89       | 7,27   | 134,86       | 9,67   | 124,61       | 12,12  |
| 3    | 15 | 166,77        | 183,76       | -4,06 | 192,32       | -6,11  | 200,88       | -8,15  | 208,35       | -9,94  |
| 4    | 5  | 33,89         | 26,70        | 1,72  | 23,14        | 2,57   | 19,65        | 3,40   | 16,09        | 4,25   |
| 4    | 6  | 25,19         | 15,93        | 2,21  | 11,39        | 3,30   | 8,19         | 4,06   | 5,78         | 4,64   |
| 5    | 6  | 27,55         | 28,80        | -0,30 | 29,80        | -0,54  | 31,36        | -0,91  | 32,88        | -1,28  |
| 6    | 7  | 121,20        | 120,03       | 0,28  | 119,47       | 0,41   | 118,64       | 0,61   | 117,74       | 0,83   |
| 6    | 8  | 201,90        | 198,88       | 0,72  | 197,38       | 1,08   | 195,66       | 1,49   | 193,84       | 1,93   |
| 7    | 8  | 315,96        | 310,28       | 1,36  | 307,44       | 2,04   | 304,52       | 2,73   | 301,47       | 3,46   |
| 8    | 9  | 739,38        | 780,87       | -9,92 | 801,61       | -14,87 | 822,23       | -19,80 | 842,76       | -24,71 |
| 9    | 10 | 75,69         | 82,41        | -1,61 | 85,87        | -2,44  | 89,40        | -3,28  | 92,90        | -4,12  |
| 9    | 11 | 88,92         | 95,35        | -1,54 | 98,58        | -2,31  | 101,73       | -3,06  | 104,88       | -3,82  |
| 9    | 12 | 73,82         | 79,85        | -1,44 | 82,98        | -2,19  | 86,22        | -2,96  | 89,44        | -3,73  |
| 9    | 13 | 58,92         | 65,11        | -1,48 | 68,21        | -2,22  | 71,21        | -2,94  | 74,27        | -3,67  |
| 10   | 12 | 56,89         | 62,61        | -1,37 | 65,63        | -2,09  | 68,80        | -2,85  | 71,94        | -3,60  |
| 11   | 13 | 33,18         | 38,84        | -1,35 | 41,69        | -2,03  | 44,46        | -2,70  | 47,41        | -3,40  |
| 12   | 13 | 237,17        | 246,51       | -2,23 | 251,79       | -3,49  | 257,86       | -4,95  | 263,13       | -6,20  |
| 12   | 16 | 85,89         | 87,60        | -0,41 | 88,47        | -0,62  | 89,51        | -0,87  | 90,44        | -1,09  |
| 12   | 17 | 147,49        | 150,61       | -0,75 | 152,18       | -1,12  | 153,92       | -1,54  | 155,54       | -1,92  |
| 13   | 14 | 79,38         | 80,46        | -0,26 | 81,13        | -0,42  | 81,97        | -0,62  | 82,24        | -0,68  |
| 13   | 15 | 155,55        | 161,23       | -1,36 | 164,06       | -2,03  | 167,09       | -2,76  | 170,06       | -3,47  |
| 14   | 15 | 257,04        | 261,79       | -1,14 | 264,18       | -1,71  | 266,77       | -2,33  | 269,39       | -2,95  |
| 18   | 19 | 9,29          | 9,91         | -0,15 | 10,27        | -0,24  | 10,70        | -0,34  | 11,19        | -0,45  |
| 19   | 20 | 11,28         | 9,50         | 0,42  | 8,67         | 0,62   | 7,95         | 0,79   | 7,32         | 0,95   |
| 21   | 22 | 19,03         | 16,47        | 0,61  | 15,20        | 0,91   | 13,95        | 1,21   | 12,69        | 1,51   |
| 22   | 23 | 29,57         | 25,62        | 0,94  | 24,02        | 1,33   | 22,77        | 1,62   | 21,85        | 1,84   |
| 22   | 38 | 44,21         | 36,33        | 1,88  | 32,57        | 2,78   | 29,08        | 3,62   | 25,74        | 4,42   |
| 23   | 24 | 15,44         | 18,15        | -0,65 | 19,82        | -1,05  | 21,61        | -1,48  | 23,52        | -1,93  |
| 24   | 25 | 52,47         | 49,54        | 0,70  | 48,08        | 1,05   | 46,85        | 1,34   | 45,51        | 1,66   |

Table 4.3: Tabela de Sensibilidades (continuação)

| BUS  |    | Rede Original | 20 MW        |       | 30 MW        |       | 40 MW        |       | 50 MW        |       |
|------|----|---------------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|
| From | To | Amps Current  | Amps Current | %     | Amps Current | %     | Amps Current | %     | Amps Current | %     |
| 25   | 30 | 30,85         | 29,57        | 0,30  | 28,93        | 0,46  | 28,39        | 0,59  | 27,80        | 0,73  |
| 26   | 27 | 59,52         | 62,39        | -0,69 | 63,87        | -1,04 | 65,40        | -1,40 | 66,92        | -1,77 |
| 27   | 28 | 98,99         | 99,63        | -0,15 | 99,98        | -0,24 | 100,42       | -0,34 | 100,82       | -0,44 |
| 28   | 29 | 118,99        | 118,34       | 0,15  | 118,05       | 0,22  | 117,89       | 0,26  | 117,67       | 0,32  |
| 30   | 31 | 13,81         | 13,59        | 0,05  | 13,48        | 0,08  | 13,40        | 0,10  | 13,31        | 0,12  |
| 31   | 32 | 17,17         | 15,40        | 0,42  | 14,52        | 0,63  | 13,74        | 0,82  | 12,90        | 1,02  |
| 32   | 33 | 18,56         | 17,43        | 0,27  | 16,87        | 0,41  | 16,35        | 0,53  | 15,80        | 0,66  |
| 34   | 35 | 44,20         | 40,74        | 0,83  | 39,01        | 1,24  | 37,42        | 1,62  | 35,75        | 2,02  |
| 35   | 36 | 72,24         | 67,18        | 1,21  | 64,65        | 1,81  | 62,29        | 2,38  | 59,83        | 2,97  |
| 36   | 37 | 71,96         | 66,91        | 1,21  | 64,38        | 1,81  | 62,02        | 2,38  | 59,57        | 2,96  |
| 36   | 40 | 0,00          | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  |
| 37   | 38 | 71,96         | 66,91        | 1,21  | 64,38        | 1,81  | 62,02        | 2,38  | 59,57        | 2,96  |
| 37   | 39 | 0,00          | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  |
| 38   | 44 | 94,81         | 93,19        | 0,39  | 92,39        | 0,58  | 91,63        | 0,76  | 90,82        | 0,95  |
| 38   | 48 | 92,69         | 87,41        | 1,26  | 84,84        | 1,88  | 82,46        | 2,45  | 79,97        | 3,04  |
| 38   | 49 | 34,84         | 33,51        | 0,32  | 32,96        | 0,45  | 32,56        | 0,54  | 32,14        | 0,64  |
| 41   | 42 | 36,26         | 37,26        | -0,24 | 37,75        | -0,36 | 38,26        | -0,48 | 38,76        | -0,60 |
| 41   | 43 | 35,71         | 36,69        | -0,23 | 37,18        | -0,35 | 37,68        | -0,47 | 38,17        | -0,59 |
| 44   | 45 | 142,47        | 141,90       | 0,14  | 141,62       | 0,20  | 141,40       | 0,26  | 141,11       | 0,32  |
| 46   | 47 | 216,35        | 215,44       | 0,22  | 214,98       | 0,33  | 214,65       | 0,41  | 214,19       | 0,52  |
| 47   | 48 | 89,18         | 85,17        | 0,96  | 83,18        | 1,43  | 81,31        | 1,88  | 79,35        | 2,35  |
| 48   | 49 | 25,11         | 25,90        | -0,19 | 26,36        | -0,30 | 26,90        | -0,43 | 27,41        | -0,55 |
| 49   | 50 | 98,02         | 100,61       | -0,62 | 101,91       | -0,93 | 103,24       | -1,25 | 104,53       | -1,56 |

Resultados obtidos para variações de 20, 30 e 40 e 50 MW mantendo o *slack bus* no barramento original, *bus 1* para *scale* de geração.

Table 4.4: Tabela de Sensibilidades usando a ferramenta *Scale Geração - Slack 1*

| BUS  |    | Rede Original | 20 MW        |       | 30 MW        |       | 40 MW        |       | 50 MW        |       |
|------|----|---------------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|
| From | To | Amps Current  | Amps Current | %     | Amps Current | %     | Amps Current | %     | Amps Current | %     |
| 4    | 18 | 123,78        | 118,08       | 1,36  | 115,24       | 2,04  | 123,32       | 0,11  | 123,20       | 0,14  |
| 7    | 29 | 196,24        | 191,60       | 1,11  | 189,29       | 1,66  | 188,90       | 1,75  | 187,10       | 2,18  |
| 11   | 41 | 31,18         | 32,00        | -0,20 | 32,41        | -0,29 | 31,17        | 0,00  | 31,17        | 0,00  |
| 11   | 43 | 46,91         | 48,18        | -0,30 | 48,81        | -0,45 | 46,90        | 0,00  | 46,90        | 0,00  |
| 13   | 49 | 226,07        | 225,49       | 0,14  | 225,21       | 0,21  | 226,37       | -0,07 | 226,45       | -0,09 |
| 14   | 46 | 240,39        | 239,38       | 0,24  | 238,87       | 0,36  | 242,28       | -0,45 | 242,78       | -0,57 |
| 15   | 45 | 149,33        | 148,75       | 0,14  | 148,46       | 0,21  | 153,41       | -0,97 | 154,45       | -1,22 |
| 20   | 21 | 19,84         | 17,17        | 0,64  | 15,84        | 0,96  | 20,31        | -0,11 | 20,43        | -0,14 |
| 24   | 26 | 57,07         | 59,82        | -0,66 | 61,25        | -1,00 | 50,00        | 1,69  | 48,28        | 2,10  |
| 32   | 34 | 43,09         | 39,70        | 0,81  | 37,99        | 1,22  | 43,60        | -0,12 | 43,73        | -0,15 |

Table 4.4: Tabela de Sensibilidades (continuação)

| BUS  |    | Rede Original | 20 MW        |       | 30 MW        |        | 40 MW        |        | 50 MW        |        |
|------|----|---------------|--------------|-------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|--------|
| From | To | Amps Current  | Amps Current | %     | Amps Current | %      | Amps Current | %      | Amps Current | %      |
| 1    | 2  | 462,31        | 456,09       | 1,49  | 453,09       | 2,20   | 482,92       | -4,93  | 488,52       | -6,26  |
| 1    | 15 | 510,98        | 506,46       | 1,08  | 504,20       | 1,62   | 547,85       | -8,81  | 557,30       | -11,07 |
| 1    | 16 | 262,80        | 268,79       | -1,43 | 271,78       | -2,14  | 269,66       | -1,64  | 271,44       | -2,06  |
| 1    | 17 | 319,94        | 327,36       | -1,77 | 331,07       | -2,66  | 326,77       | -1,63  | 328,54       | -2,06  |
| 2    | 3  | 322,43        | 310,57       | 2,83  | 304,66       | 4,25   | 360,78       | -9,16  | 370,54       | -11,50 |
| 3    | 4  | 175,31        | 155,03       | 4,85  | 144,89       | 7,27   | 217,92       | -10,19 | 228,73       | -12,77 |
| 3    | 15 | 166,77        | 183,76       | -4,06 | 192,32       | -6,11  | 148,62       | 4,34   | 144,05       | 5,43   |
| 4    | 5  | 33,89         | 26,70        | 1,72  | 23,14        | 2,57   | 52,21        | -4,38  | 56,83        | -5,48  |
| 4    | 6  | 25,19         | 15,93        | 2,21  | 11,39        | 3,30   | 50,86        | -6,13  | 57,38        | -7,69  |
| 5    | 6  | 27,55         | 28,80        | -0,30 | 29,80        | -0,54  | 24,10        | 0,82   | 25,40        | 0,51   |
| 6    | 7  | 121,20        | 120,03       | 0,28  | 119,47       | 0,41   | 102,70       | 4,42   | 98,13        | 5,51   |
| 6    | 8  | 201,90        | 198,88       | 0,72  | 197,38       | 1,08   | 180,44       | 5,13   | 175,13       | 6,40   |
| 7    | 8  | 315,96        | 310,28       | 1,36  | 307,44       | 2,04   | 289,80       | 6,25   | 283,32       | 7,80   |
| 8    | 9  | 739,38        | 780,87       | -9,92 | 801,61       | -14,87 | 637,09       | 24,45  | 611,62       | 30,54  |
| 9    | 10 | 75,69         | 82,41        | -1,61 | 85,87        | -2,44  | 59,81        | 3,79   | 56,80        | 4,52   |
| 9    | 11 | 88,92         | 95,35        | -1,54 | 98,58        | -2,31  | 63,83        | 6,00   | 57,96        | 7,40   |
| 9    | 12 | 73,82         | 79,85        | -1,44 | 82,98        | -2,19  | 60,78        | 3,12   | 58,65        | 3,62   |
| 9    | 13 | 58,92         | 65,11        | -1,48 | 68,21        | -2,22  | 31,09        | 6,65   | 24,22        | 8,30   |
| 10   | 12 | 56,89         | 62,61        | -1,37 | 65,63        | -2,09  | 46,51        | 2,48   | 45,63        | 2,69   |
| 11   | 13 | 33,18         | 38,84        | -1,35 | 41,69        | -2,03  | 16,57        | 3,97   | 17,86        | 3,66   |
| 12   | 13 | 237,17        | 246,51       | -2,23 | 251,79       | -3,49  | 228,98       | 1,96   | 228,23       | 2,14   |
| 12   | 16 | 85,89         | 87,60        | -0,41 | 88,47        | -0,62  | 92,79        | -1,65  | 94,59        | -2,08  |
| 12   | 17 | 147,49        | 150,61       | -0,75 | 152,18       | -1,12  | 154,31       | -1,63  | 156,08       | -2,05  |
| 13   | 14 | 79,38         | 80,46        | -0,26 | 81,13        | -0,42  | 81,33        | -0,47  | 81,88        | -0,60  |
| 13   | 15 | 155,55        | 161,23       | -1,36 | 164,06       | -2,03  | 164,09       | -2,04  | 166,29       | -2,57  |
| 14   | 15 | 257,04        | 261,79       | -1,14 | 264,18       | -1,71  | 264,92       | -1,88  | 266,97       | -2,37  |
| 18   | 19 | 9,29          | 9,91         | -0,15 | 10,27        | -0,24  | 9,18         | 0,03   | 9,16         | 0,03   |
| 19   | 20 | 11,28         | 9,50         | 0,42  | 8,67         | 0,62   | 11,74        | -0,11  | 11,85        | -0,14  |
| 21   | 22 | 19,03         | 16,47        | 0,61  | 15,20        | 0,91   | 19,47        | -0,11  | 19,58        | -0,13  |
| 22   | 23 | 29,57         | 25,62        | 0,94  | 24,02        | 1,33   | 31,44        | -0,45  | 32,20        | -0,63  |
| 22   | 38 | 44,21         | 36,33        | 1,88  | 32,57        | 2,78   | 48,50        | -1,02  | 49,73        | -1,32  |
| 23   | 24 | 15,44         | 18,15        | -0,65 | 19,82        | -1,05  | 9,63         | 1,39   | 8,65         | 1,62   |
| 24   | 25 | 52,47         | 49,54        | 0,70  | 48,08        | 1,05   | 51,89        | 0,14   | 51,75        | 0,17   |
| 25   | 30 | 30,85         | 29,57        | 0,30  | 28,93        | 0,46   | 30,50        | 0,08   | 30,41        | 0,10   |
| 26   | 27 | 59,52         | 62,39        | -0,69 | 63,87        | -1,04  | 52,15        | 1,76   | 50,36        | 2,19   |
| 27   | 28 | 98,99         | 99,63        | -0,15 | 99,98        | -0,24  | 91,60        | 1,77   | 89,78        | 2,20   |
| 28   | 29 | 118,99        | 118,34       | 0,15  | 118,05       | 0,22   | 111,88       | 1,70   | 110,14       | 2,11   |
| 30   | 31 | 13,81         | 13,59        | 0,05  | 13,48        | 0,08   | 13,61        | 0,05   | 13,57        | 0,06   |
| 31   | 32 | 17,17         | 15,40        | 0,42  | 14,52        | 0,63   | 17,75        | -0,14  | 17,90        | -0,18  |
| 32   | 33 | 18,56         | 17,43        | 0,27  | 16,87        | 0,41   | 18,55        | 0,00   | 18,55        | 0,00   |
| 34   | 35 | 44,20         | 40,74        | 0,83  | 39,01        | 1,24   | 44,72        | -0,12  | 44,85        | -0,16  |
| 35   | 36 | 72,24         | 67,18        | 1,21  | 64,65        | 1,81   | 72,75        | -0,12  | 72,88        | -0,15  |
| 36   | 37 | 71,96         | 66,91        | 1,21  | 64,38        | 1,81   | 72,47        | -0,12  | 72,61        | -0,16  |

Table 4.4: Tabela de Sensibilidades (continuação)

| BUS  |    | Rede Original | 20 MW        |       | 30 MW        |       | 40 MW        |       | 50 MW        |       |
|------|----|---------------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|
| From | To | Amps Current  | Amps Current | %     | Amps Current | %     | Amps Current | %     | Amps Current | %     |
| 36   | 40 | 0,00          | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  |
| 37   | 38 | 71,96         | 66,91        | 1,21  | 64,38        | 1,81  | 72,47        | -0,12 | 72,61        | -0,16 |
| 37   | 39 | 0,00          | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  |
| 38   | 44 | 94,81         | 93,19        | 0,39  | 92,39        | 0,58  | 98,86        | -0,97 | 99,89        | -1,22 |
| 38   | 48 | 92,69         | 87,41        | 1,26  | 84,84        | 1,88  | 93,36        | -0,16 | 93,56        | -0,21 |
| 38   | 49 | 34,84         | 33,51        | 0,32  | 32,96        | 0,45  | 34,51        | 0,08  | 34,43        | 0,10  |
| 41   | 42 | 36,26         | 37,26        | -0,24 | 37,75        | -0,36 | 36,25        | 0,00  | 36,25        | 0,00  |
| 41   | 43 | 35,71         | 36,69        | -0,23 | 37,18        | -0,35 | 35,70        | 0,00  | 35,70        | 0,00  |
| 44   | 45 | 142,47        | 141,90       | 0,14  | 141,62       | 0,20  | 146,34       | -0,93 | 147,33       | -1,16 |
| 46   | 47 | 216,35        | 215,44       | 0,22  | 214,98       | 0,33  | 218,05       | -0,41 | 218,50       | -0,51 |
| 47   | 48 | 89,18         | 85,17        | 0,96  | 83,18        | 1,43  | 90,63        | -0,35 | 91,01        | -0,44 |
| 48   | 49 | 25,11         | 25,90        | -0,19 | 26,36        | -0,30 | 24,96        | 0,03  | 24,93        | 0,04  |
| 49   | 50 | 98,02         | 100,61       | -0,62 | 101,91       | -0,93 | 97,97        | 0,01  | 97,96        | 0,01  |

### 4.3.2 Barramento de Referência localizado no Bus 31

Resultados obtidos para variações de 20, 30 e 40 e 50 MW alterando o *slack bus* para o barramento 31, *bus 31* para *scale* de carga.

Table 4.5: Tabela de Sensibilidades usando a ferramenta *Scale Load - Slack 31*

| BUS  |    | Rede Original | 20 MW        |       | 30 MW        |       | 40 MW        |       | 50 MW        |        |
|------|----|---------------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|--------|
| From | To | Amps Current  | Amps Current | %     | Amps Current | %     | Amps Current | %     | Amps Current | %      |
| 4    | 18 | 124,32        | 118,59       | 1,37  | 115,74       | 2,05  | 113,09       | 2,68  | 110,38       | 3,33   |
| 7    | 29 | 197,44        | 192,58       | 1,16  | 190,16       | 1,74  | 187,80       | 2,30  | 185,50       | 2,85   |
| 11   | 41 | 31,30         | 32,13        | -0,20 | 32,54        | -0,30 | 32,99        | -0,40 | 33,43        | -0,51  |
| 11   | 43 | 47,10         | 48,38        | -0,30 | 49,01        | -0,46 | 49,70        | -0,62 | 50,39        | -0,79  |
| 13   | 49 | 228,72        | 228,69       | 0,01  | 228,69       | 0,01  | 228,44       | 0,07  | 228,20       | 0,12   |
| 14   | 46 | 240,06        | 239,51       | 0,13  | 239,23       | 0,20  | 238,88       | 0,28  | 238,55       | 0,36   |
| 15   | 45 | 150,59        | 149,69       | 0,22  | 149,24       | 0,32  | 148,71       | 0,45  | 148,28       | 0,55   |
| 20   | 21 | 19,81         | 17,21        | 0,62  | 15,93        | 0,93  | 14,72        | 1,22  | 13,49        | 1,51   |
| 24   | 26 | 57,85         | 60,20        | -0,56 | 61,40        | -0,85 | 62,56        | -1,13 | 63,82        | -1,43  |
| 32   | 34 | 41,89         | 39,08        | 0,67  | 37,70        | 1,00  | 36,06        | 1,39  | 34,58        | 1,75   |
| 1    | 2  | 340,33        | 326,85       | 3,22  | 320,20       | 4,81  | 313,99       | 6,30  | 307,85       | 7,76   |
| 1    | 15 | 513,23        | 506,77       | 1,54  | 503,55       | 2,31  | 500,74       | 2,98  | 497,95       | 3,65   |
| 1    | 16 | 280,32        | 285,62       | -1,27 | 288,28       | -1,90 | 290,78       | -2,50 | 293,28       | -3,10  |
| 1    | 17 | 335,12        | 341,98       | -1,64 | 345,41       | -2,46 | 348,83       | -3,28 | 352,27       | -4,10  |
| 2    | 3  | 341,43        | 326,32       | 3,61  | 318,83       | 5,40  | 312,23       | 6,98  | 305,58       | 8,57   |
| 3    | 4  | 176,16        | 155,82       | 4,86  | 145,66       | 7,29  | 135,44       | 9,73  | 125,18       | 12,19  |
| 3    | 15 | 141,11        | 159,24       | -4,33 | 168,34       | -6,51 | 177,36       | -8,67 | 186,53       | -10,86 |

Table 4.5: Tabela de Sensibilidades (continuação)

| BUS  |    | Rede Original | 20 MW        |        | 30 MW        |        | 40 MW        |        | 50 MW        |        |
|------|----|---------------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|--------|
| From | To | Amps Current  | Amps Current | %      | Amps Current | %      | Amps Current | %      | Amps Current | %      |
| 4    | 5  | 34,20         | 26,97        | 1,73   | 23,40        | 2,58   | 19,83        | 3,43   | 16,27        | 4,29   |
| 4    | 6  | 25,72         | 16,45        | 2,21   | 11,91        | 3,30   | 8,10         | 4,21   | 6,13         | 4,68   |
| 5    | 6  | 27,52         | 28,72        | -0,29  | 29,70        | -0,52  | 31,13        | -0,86  | 32,83        | -1,27  |
| 6    | 7  | 120,62        | 119,47       | 0,27   | 118,91       | 0,41   | 118,31       | 0,55   | 117,57       | 0,73   |
| 6    | 8  | 201,75        | 198,68       | 0,73   | 197,15       | 1,10   | 195,59       | 1,47   | 193,90       | 1,88   |
| 7    | 8  | 316,42        | 310,55       | 1,40   | 307,61       | 2,10   | 304,68       | 2,81   | 301,69       | 3,52   |
| 8    | 9  | 740,21        | 782,03       | -10,00 | 802,94       | -14,99 | 824,05       | -20,04 | 845,02       | -25,05 |
| 9    | 10 | 77,91         | 84,70        | -1,62  | 88,20        | -2,46  | 90,79        | -3,08  | 93,42        | -3,71  |
| 9    | 11 | 90,10         | 96,32        | -1,49  | 99,46        | -2,24  | 102,73       | -3,02  | 105,98       | -3,80  |
| 9    | 12 | 76,14         | 82,24        | -1,46  | 85,41        | -2,22  | 87,62        | -2,74  | 89,88        | -3,28  |
| 9    | 13 | 57,63         | 63,61        | -1,43  | 66,61        | -2,15  | 69,54        | -2,85  | 72,46        | -3,54  |
| 10   | 12 | 59,30         | 65,08        | -1,38  | 68,13        | -2,11  | 70,24        | -2,61  | 72,40        | -3,13  |
| 11   | 13 | 26,86         | 32,68        | -1,39  | 35,58        | -2,09  | 38,07        | -2,68  | 40,54        | -3,27  |
| 12   | 13 | 274,38        | 284,35       | -2,38  | 289,89       | -3,71  | 291,69       | -4,14  | 293,64       | -4,60  |
| 12   | 16 | 114,80        | 116,02       | -0,29  | 116,63       | -0,44  | 116,52       | -0,41  | 116,39       | -0,38  |
| 12   | 17 | 166,24        | 168,82       | -0,62  | 170,11       | -0,93  | 171,00       | -1,14  | 171,87       | -1,35  |
| 13   | 14 | 103,00        | 104,39       | -0,33  | 105,18       | -0,52  | 104,76       | -0,42  | 104,37       | -0,33  |
| 13   | 15 | 159,93        | 165,61       | -1,36  | 168,44       | -2,04  | 171,30       | -2,72  | 174,20       | -3,41  |
| 14   | 15 | 254,57        | 259,56       | -1,19  | 262,04       | -1,79  | 264,91       | -2,47  | 267,83       | -3,17  |
| 18   | 19 | 10,30         | 10,97        | -0,16  | 11,35        | -0,25  | 11,84        | -0,37  | 12,36        | -0,49  |
| 19   | 20 | 11,66         | 10,09        | 0,37   | 9,39         | 0,54   | 8,87         | 0,67   | 8,42         | 0,77   |
| 21   | 22 | 18,99         | 16,51        | 0,59   | 15,29        | 0,89   | 14,11        | 1,17   | 12,94        | 1,45   |
| 22   | 23 | 26,26         | 22,95        | 0,79   | 21,86        | 1,05   | 20,95        | 1,27   | 20,55        | 1,37   |
| 22   | 38 | 41,09         | 33,19        | 1,89   | 29,50        | 2,77   | 25,75        | 3,67   | 22,33        | 4,48   |
| 23   | 24 | 13,23         | 17,73        | -1,08  | 20,14        | -1,65  | 22,70        | -2,26  | 25,23        | -2,87  |
| 24   | 25 | 51,72         | 48,85        | 0,69   | 47,42        | 1,03   | 45,68        | 1,44   | 44,11        | 1,82   |
| 25   | 30 | 29,80         | 29,41        | 0,09   | 29,25        | 0,13   | 28,86        | 0,22   | 28,64        | 0,28   |
| 26   | 27 | 60,34         | 62,79        | -0,59  | 64,04        | -0,88  | 65,25        | -1,17  | 66,57        | -1,49  |
| 27   | 28 | 99,89         | 100,19       | -0,07  | 100,36       | -0,11  | 100,52       | -0,15  | 100,77       | -0,21  |
| 28   | 29 | 120,10        | 119,20       | 0,21   | 118,76       | 0,32   | 118,36       | 0,41   | 118,04       | 0,49   |
| 30   | 31 | 12,72         | 13,70        | -0,23  | 14,25        | -0,37  | 14,65        | -0,46  | 15,17        | -0,58  |
| 31   | 32 | 16,08         | 14,30        | 0,43   | 13,52        | 0,61   | 12,42        | 0,87   | 11,62        | 1,07   |
| 32   | 33 | 18,63         | 17,64        | 0,24   | 17,14        | 0,36   | 16,65        | 0,47   | 16,17        | 0,59   |
| 34   | 35 | 42,96         | 40,07        | 0,69   | 38,65        | 1,03   | 36,98        | 1,43   | 35,46        | 1,79   |
| 35   | 36 | 71,21         | 66,74        | 1,07   | 64,51        | 1,60   | 62,05        | 2,19   | 59,72        | 2,75   |
| 36   | 37 | 70,94         | 66,45        | 1,07   | 64,22        | 1,61   | 61,75        | 2,20   | 59,41        | 2,76   |
| 36   | 40 | 0,00          | 0,00         | 0,00   | 0,00         | 0,00   | 0,00         | 0,00   | 0,00         | 0,00   |
| 37   | 38 | 70,94         | 66,45        | 1,07   | 64,22        | 1,61   | 61,75        | 2,20   | 59,41        | 2,76   |
| 37   | 39 | 0,00          | 0,00         | 0,00   | 0,00         | 0,00   | 0,00         | 0,00   | 0,00         | 0,00   |
| 38   | 44 | 96,29         | 94,23        | 0,49   | 93,20        | 0,74   | 92,03        | 1,02   | 90,96        | 1,27   |
| 38   | 48 | 91,71         | 87,39        | 1,03   | 85,34        | 1,52   | 83,04        | 2,07   | 80,80        | 2,61   |
| 38   | 49 | 35,74         | 35,06        | 0,16   | 34,84        | 0,21   | 34,55        | 0,28   | 34,32        | 0,34   |
| 41   | 42 | 36,41         | 37,41        | -0,24  | 37,91        | -0,36  | 38,46        | -0,49  | 38,99        | -0,62  |

Table 4.5: Tabela de Sensibilidades (continuação)

| BUS  |    | Rede Original | 20 MW        |       | 30 MW        |       | 40 MW        |       | 50 MW        |       |
|------|----|---------------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|
| From | To | Amps Current  | Amps Current | %     | Amps Current | %     | Amps Current | %     | Amps Current | %     |
| 41   | 43 | 35,86         | 36,84        | -0,23 | 37,33        | -0,35 | 37,87        | -0,48 | 38,39        | -0,61 |
| 44   | 45 | 143,61        | 142,75       | 0,21  | 142,32       | 0,31  | 141,83       | 0,43  | 141,42       | 0,52  |
| 46   | 47 | 216,05        | 215,56       | 0,12  | 215,31       | 0,18  | 214,99       | 0,25  | 214,69       | 0,33  |
| 47   | 48 | 87,68         | 84,13        | 0,85  | 82,39        | 1,27  | 80,47        | 1,72  | 78,60        | 2,17  |
| 48   | 49 | 26,71         | 27,76        | -0,25 | 28,35        | -0,39 | 28,91        | -0,53 | 29,49        | -0,66 |
| 49   | 50 | 98,75         | 101,42       | -0,64 | 102,75       | -0,96 | 104,20       | -1,30 | 105,63       | -1,64 |

Resultados obtidos para variações de 20, 30 e 40 e 50 MW alterando o *slack bus* para o barramento 31, *bus 31* para *scale* de geração.

Table 4.6: Tabela de Sensibilidades usando a ferramenta *Scale Geração - Slack 31*

| BUS  |    | Rede Original | 20 MW        |       | 30 MW        |       | 40 MW        |        | 50 MW        |        |
|------|----|---------------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|--------|--------------|--------|
| From | To | Amps Current  | Amps Current | %     | Amps Current | %     | Amps Current | %      | Amps Current | %      |
| 4    | 18 | 124,32        | 124,21       | 0,03  | 123,98       | 0,08  | 123,85       | 0,11   | 123,72       | 0,14   |
| 7    | 29 | 197,44        | 195,68       | 0,42  | 192,04       | 1,29  | 190,18       | 1,73   | 188,29       | 2,19   |
| 11   | 41 | 31,30         | 31,30        | 0,00  | 31,29        | 0,00  | 31,29        | 0,00   | 31,28        | 0,00   |
| 11   | 43 | 47,10         | 47,10        | 0,00  | 47,09        | 0,00  | 47,08        | 0,00   | 47,08        | 0,01   |
| 13   | 49 | 228,72        | 228,84       | -0,03 | 228,95       | -0,06 | 228,97       | -0,06  | 228,97       | -0,06  |
| 14   | 46 | 240,06        | 240,62       | -0,13 | 241,58       | -0,36 | 242,02       | -0,47  | 242,43       | -0,57  |
| 15   | 45 | 150,59        | 151,69       | -0,26 | 153,71       | -0,75 | 154,68       | -0,98  | 155,61       | -1,20  |
| 20   | 21 | 19,81         | 19,92        | -0,03 | 20,15        | -0,08 | 20,28        | -0,11  | 20,41        | -0,14  |
| 24   | 26 | 57,85         | 56,17        | 0,40  | 52,71        | 1,23  | 50,97        | 1,64   | 49,22        | 2,06   |
| 32   | 34 | 41,89         | 42,16        | -0,07 | 42,42        | -0,13 | 42,48        | -0,14  | 42,46        | -0,14  |
| 1    | 2  | 340,33        | 350,03       | -2,32 | 369,47       | -6,97 | 379,21       | -9,29  | 388,95       | -11,62 |
| 1    | 15 | 513,23        | 523,19       | -2,38 | 543,06       | -7,13 | 552,97       | -9,50  | 562,87       | -11,87 |
| 1    | 16 | 280,32        | 281,92       | -0,38 | 285,15       | -1,15 | 286,77       | -1,54  | 288,40       | -1,93  |
| 1    | 17 | 335,12        | 336,77       | -0,39 | 340,09       | -1,19 | 341,76       | -1,59  | 343,43       | -1,99  |
| 2    | 3  | 341,43        | 351,24       | -2,35 | 370,90       | -7,04 | 380,75       | -9,40  | 390,60       | -11,75 |
| 3    | 4  | 176,16        | 186,75       | -2,53 | 208,07       | -7,63 | 218,79       | -10,19 | 229,54       | -12,76 |
| 3    | 15 | 141,11        | 136,60       | 1,08  | 127,50       | 3,25  | 122,93       | 4,34   | 118,35       | 5,44   |
| 4    | 5  | 34,20         | 38,77        | -1,09 | 47,95        | -3,29 | 52,55        | -4,39  | 57,16        | -5,49  |
| 4    | 6  | 25,72         | 32,07        | -1,52 | 44,93        | -4,59 | 51,40        | -6,14  | 57,88        | -7,69  |
| 5    | 6  | 27,52         | 25,50        | 0,48  | 23,83        | 0,88  | 24,33        | 0,76   | 25,68        | 0,44   |
| 6    | 7  | 120,62        | 115,91       | 1,13  | 106,62       | 3,35  | 102,03       | 4,44   | 97,49        | 5,53   |
| 6    | 8  | 201,75        | 196,34       | 1,29  | 185,60       | 3,86  | 180,27       | 5,13   | 174,96       | 6,40   |
| 7    | 8  | 316,42        | 309,90       | 1,56  | 296,83       | 4,68  | 290,31       | 6,24   | 283,79       | 7,80   |
| 8    | 9  | 740,21        | 714,62       | 6,12  | 663,63       | 18,30 | 638,23       | 24,37  | 612,90       | 30,43  |
| 9    | 10 | 77,91         | 73,50        | 1,05  | 65,56        | 2,95  | 62,12        | 3,77   | 59,12        | 4,49   |
| 9    | 11 | 90,10         | 84,00        | 1,46  | 72,21        | 4,28  | 66,62        | 5,61   | 61,31        | 6,88   |
| 9    | 12 | 76,14         | 72,33        | 0,91  | 65,77        | 2,48  | 63,13        | 3,11   | 60,99        | 3,62   |

Table 4.6: Tabela de Sensibilidades (continuação)

| BUS  |    | Rede Original | 20 MW        |       | 30 MW        |       | 40 MW        |       | 50 MW        |       |
|------|----|---------------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|
| From | To | Amps Current  | Amps Current | %     | Amps Current | %     | Amps Current | %     | Amps Current | %     |
| 9    | 13 | 57,63         | 50,91        | 1,61  | 37,70        | 4,76  | 31,36        | 6,28  | 25,36        | 7,71  |
| 10   | 12 | 59,30         | 55,85        | 0,82  | 50,58        | 2,08  | 48,89        | 2,49  | 47,94        | 2,71  |
| 11   | 13 | 26,86         | 20,28        | 1,57  | 9,35         | 4,18  | 8,64         | 4,35  | 12,72        | 3,38  |
| 12   | 13 | 274,38        | 271,16       | 0,77  | 266,13       | 1,97  | 264,29       | 2,41  | 262,92       | 2,74  |
| 12   | 16 | 114,80        | 116,10       | -0,31 | 118,77       | -0,95 | 120,12       | -1,27 | 121,50       | -1,60 |
| 12   | 17 | 166,24        | 167,75       | -0,36 | 170,83       | -1,10 | 172,39       | -1,47 | 173,95       | -1,84 |
| 13   | 14 | 103,00        | 103,31       | -0,07 | 103,97       | -0,23 | 104,32       | -0,31 | 104,69       | -0,40 |
| 13   | 15 | 159,93        | 162,07       | -0,51 | 166,38       | -1,54 | 168,54       | -2,06 | 170,71       | -2,58 |
| 14   | 15 | 254,57        | 256,67       | -0,50 | 260,81       | -1,49 | 262,87       | -1,98 | 264,93       | -2,47 |
| 18   | 19 | 10,30         | 10,27        | 0,01  | 10,21        | 0,02  | 10,18        | 0,03  | 10,15        | 0,03  |
| 19   | 20 | 11,66         | 11,76        | -0,02 | 11,98        | -0,08 | 12,09        | -0,10 | 12,22        | -0,13 |
| 21   | 22 | 18,99         | 19,10        | -0,02 | 19,32        | -0,08 | 19,44        | -0,11 | 19,57        | -0,14 |
| 22   | 23 | 26,26         | 26,74        | -0,11 | 27,97        | -0,41 | 28,71        | -0,59 | 29,53        | -0,78 |
| 22   | 38 | 41,09         | 42,28        | -0,28 | 44,72        | -0,87 | 45,98        | -1,17 | 47,27        | -1,48 |
| 23   | 24 | 13,23         | 11,39        | 0,44  | 8,02         | 1,24  | 6,54         | 1,60  | 5,30         | 1,90  |
| 24   | 25 | 51,72         | 51,74        | 0,00  | 51,43        | 0,07  | 51,19        | 0,13  | 50,87        | 0,20  |
| 25   | 30 | 29,80         | 29,83        | -0,01 | 29,66        | 0,03  | 29,52        | 0,07  | 29,33        | 0,11  |
| 26   | 27 | 60,34         | 58,59        | 0,42  | 54,98        | 1,28  | 53,16        | 1,71  | 51,34        | 2,15  |
| 27   | 28 | 99,89         | 98,13        | 0,42  | 94,48        | 1,29  | 92,62        | 1,74  | 90,74        | 2,19  |
| 28   | 29 | 120,10        | 118,40       | 0,41  | 114,89       | 1,25  | 113,10       | 1,67  | 111,30       | 2,10  |
| 30   | 31 | 12,72         | 12,75        | -0,01 | 12,66        | 0,01  | 12,59        | 0,03  | 12,51        | 0,05  |
| 31   | 32 | 16,08         | 16,40        | -0,08 | 16,69        | -0,15 | 16,75        | -0,16 | 16,72        | -0,15 |
| 32   | 33 | 18,63         | 18,63        | 0,00  | 18,62        | 0,00  | 18,62        | 0,00  | 18,62        | 0,00  |
| 34   | 35 | 42,96         | 43,24        | -0,07 | 43,51        | -0,13 | 43,56        | -0,14 | 43,55        | -0,14 |
| 35   | 36 | 71,21         | 71,49        | -0,07 | 71,75        | -0,13 | 71,80        | -0,14 | 71,78        | -0,14 |
| 36   | 37 | 70,94         | 71,22        | -0,07 | 71,49        | -0,13 | 71,53        | -0,14 | 71,51        | -0,14 |
| 36   | 40 | 0,00          | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  |
| 37   | 38 | 70,94         | 71,22        | -0,07 | 71,49        | -0,13 | 71,53        | -0,14 | 71,51        | -0,14 |
| 37   | 39 | 0,00          | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  | 0,00         | 0,00  |
| 38   | 44 | 96,29         | 97,37        | -0,26 | 99,38        | -0,74 | 100,34       | -0,97 | 101,26       | -1,19 |
| 38   | 48 | 91,71         | 91,95        | -0,06 | 92,30        | -0,14 | 92,45        | -0,18 | 92,58        | -0,21 |
| 38   | 49 | 35,74         | 35,65        | 0,02  | 35,47        | 0,06  | 35,38        | 0,09  | 35,29        | 0,11  |
| 41   | 42 | 36,41         | 36,41        | 0,00  | 36,40        | 0,00  | 36,40        | 0,00  | 36,40        | 0,00  |
| 41   | 43 | 35,86         | 35,86        | 0,00  | 35,85        | 0,00  | 35,85        | 0,00  | 35,84        | 0,00  |
| 44   | 45 | 143,61        | 144,65       | -0,25 | 146,58       | -0,71 | 147,50       | -0,93 | 148,39       | -1,14 |
| 46   | 47 | 216,05        | 216,56       | -0,12 | 217,42       | -0,33 | 217,82       | -0,42 | 218,18       | -0,51 |
| 47   | 48 | 87,68         | 88,12        | -0,11 | 88,90        | -0,29 | 89,26        | -0,38 | 89,58        | -0,46 |
| 48   | 49 | 26,71         | 26,65        | 0,01  | 26,56        | 0,04  | 26,52        | 0,05  | 26,49        | 0,05  |
| 49   | 50 | 98,75         | 98,73        | 0,00  | 98,70        | 0,01  | 98,69        | 0,02  | 98,67        | 0,02  |

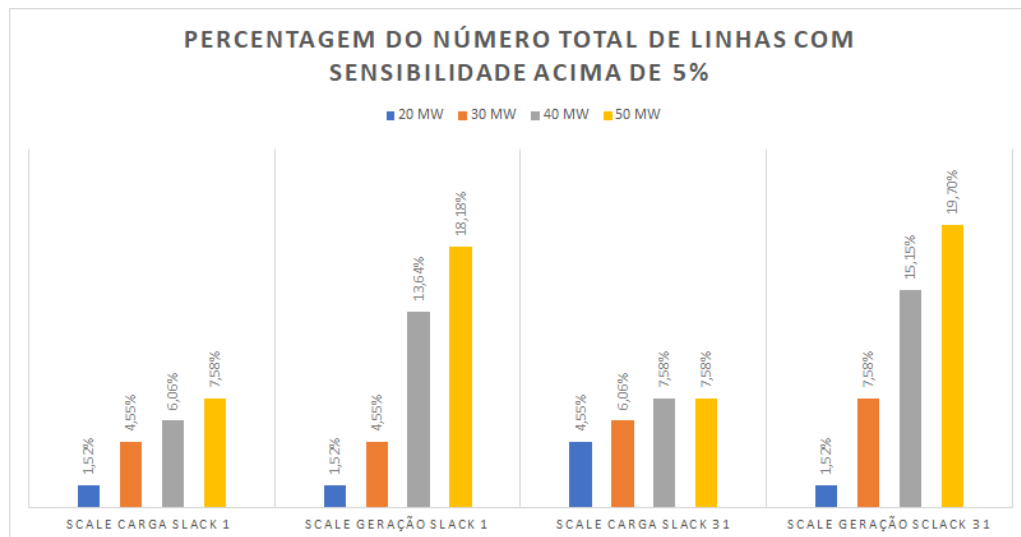


## 4.4 Análise dos Resultados Obtidos

Para a análise de resultados definiu-se que os ramos a ter em conta seriam os ramos que apresentassem valores de sensibilidade igual ou superior a 5%, em valor absoluto. Nesse sentido, esses ramos estão sinalizados nas tabelas anteriores com um fundo amarelo, sendo que as linhas de interligação entre as duas áreas estão sinalizadas com um fundo cinza.

Na figura 4.2 é possível analisar a percentagem de linhas com sensibilidade igual ou superior a 5%, em valor absoluto, para os diferentes valores de variação em estudo, nos diferentes casos de posicionamento do *slack bus* para os diferentes métodos de *scale*.

Figure 4.2: Percentagem do Número Total de Linhas com Sensibilidade Acima de 5%



A primeira elação que pode ser retirada ao observar a figura 4.2 é que em ambos os métodos de *scale* de geração, conforme os posicionamentos do barramento *slack*, o número de linhas que estão acima da sensibilidade estipulada cresce significativamente quando comparado com o *scale* de carga. Em simultâneo, o impacto da variação do fluxo de potência entre as duas áreas é mais rapidamente visível no método de *scale* de geração. Para o teste com o *slack* posicionado no barramento 31 o valor atinge mais de 19% quando forçamos uma variação de 50 MW. Isto significa que em 66 linhas, 13 têm uma sensibilidade acima de 5% o que representa praticamente um quinto da rede. Este fenómeno é em parte consequência do posicionamento dos pontos de geração da rede, pois estes encontram-se concentrados numa área pequena da rede como podemos ver na figura 4.3.

Uma vez que a maioria das linhas com sensibilidade acima de 5% se encontram maioritariamente ligados a barramentos com fontes de geração podemos assumir que, para a rede em estudo, este seja um fator preponderante que justifica este aumento tão significativo. Pode mesmo encontrar-se um ramo com sensibilidades na ordem dos 30 % que interliga o barramento 8 a 9, o que contrasta com as restantes linhas que têm as suas sensibilidades em grande parte intervaladas entre os 5% e os 9%.

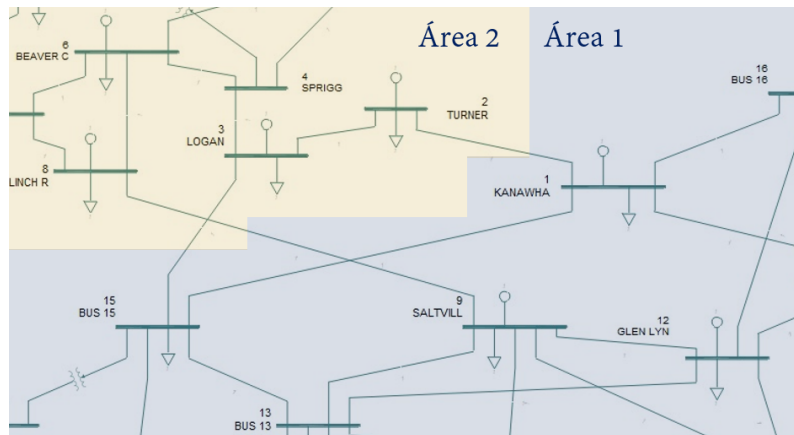


Figure 4.3: Localização dos Pontos de Geração

Atendendo a esta análise e dadas as condições geográficas dos pontos de geração da rede, o foco de observação dos resultados obtidos concentraram-se de seguida apenas no método de *scale* de carga para ambos os posicionamentos do *slack bus*.

#### 4.4.1 Análise dos Resultados Obtidos

Dadas as circunstâncias supramencionadas, a análise dos resultados obtidos incide sobre os testes de *scale* de carga para os diferentes posicionamentos do *slack bus* nos barramentos 1 e 31. As linhas identificadas com sensibilidade acima de 5 %, em valor absoluto, são praticamente as mesmas para os dois casos, mas em menor número quando comparados com o *scale* de geração, como podemos observar na tabela 4.7.

Table 4.7: Tabela de Sensibilidades usando a ferramenta *Scale Load* - *Slack 31*

| BUS      |    | Rede Original | 20 MW        |        | 30 MW        |        | 40 MW        |        | 50 MW        |        |
|----------|----|---------------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|--------|
| From     | To | Amps Current  | Amps Current | %      | Amps Current | %      | Amps Current | %      | Amps Current | %      |
| Slack 1  |    |               |              |        |              |        |              |        |              |        |
| 2        | 3  | 322,43        | 310,57       | 2,83   | 304,66       | 4,25   | 298,97       | 5,61   | 293,04       | 7,03   |
| 3        | 4  | 175,31        | 155,03       | 4,85   | 144,89       | 7,27   | 134,86       | 9,67   | 124,61       | 12,12  |
| 3        | 15 | 166,77        | 183,76       | -4,06  | 192,32       | -6,11  | 200,88       | -8,15  | 208,35       | -9,94  |
| 8        | 9  | 739,38        | 780,87       | -9,92  | 801,61       | -14,87 | 822,23       | -19,80 | 842,76       | -24,71 |
| 12       | 13 | 237,17        | 246,51       | -2,23  | 251,79       | -3,49  | 257,86       | -4,95  | 263,13       | -6,20  |
| Slack 31 |    |               |              |        |              |        |              |        |              |        |
| 1        | 2  | 340,33        | 326,85       | 3,22   | 320,20       | 4,81   | 313,99       | 6,30   | 307,85       | 7,76   |
| 2        | 3  | 341,43        | 326,32       | 3,61   | 318,83       | 5,40   | 312,23       | 6,98   | 305,58       | 8,57   |
| 3        | 4  | 176,16        | 155,82       | 4,86   | 145,66       | 7,29   | 135,44       | 9,73   | 125,18       | 12,19  |
| 3        | 15 | 141,11        | 159,24       | -4,33  | 168,34       | -6,51  | 177,36       | -8,67  | 186,53       | -10,86 |
| 8        | 9  | 740,21        | 782,03       | -10,00 | 802,94       | -14,99 | 824,05       | -20,04 | 845,02       | -25,05 |

As linhas da rede que constam na tabela 4.7 estão, no estudo feito, divididas conforme a posição do *slack bus*. Os ramos que constam em ambos os estudos apresentam níveis de sensibilidade muito semelhantes, embora seja possível observar que as sensibilidades para o estudo com *slack bus* no barramento 31 serem ligeiramente superiores. Importa referir que das quatro linhas que constam em ambos os estudos, duas delas são interligações entre as áreas definidas na rede. Relativamente às linhas que diferem, as linhas que interligam os barramentos 12 a 13 e os barramentos 1 a 2, apresentam níveis de sensibilidade mais altos com o *slack* no barramento 31 e surgem mais cedo com valores de variação de potência mais baixos.

Na figura 4.4 é possível constatar a localização geográfica das linhas com sensibilidades superiores a 5%. Mais uma vez, estas linhas estão muito próximas dos barramentos com pontos de geração ligados aos mesmos. Observa-se que as linhas realçadas a vermelho são linhas que apresentam níveis de sensibilidade acima de 5% em ambos os estudos, sendo que a linha a preto apenas surge no estudo com o *slack bus* no barramento 31 e a linha a castanho apenas quando o *slack bus* se encontra no barramento 1.

Este acontecimento demonstra o impacto que o posicionamento do *slack bus* tem neste tipo de estudos. O seu reposicionamento no barramento 31 fez surgir uma nova linha com uma sensibilidade superior à observada na linha no estudo anterior, que por sua vez é também uma linha de interligação entre as duas áreas. Mais uma linha de interligação, com sensibilidade superior a 6%, pode representar mais uma possível linha em congestionamento, ou seja, mais uma linha a ter em conta quando calculadas as capacidades de interligação entre as duas áreas em estudo. Num caso real, mais uma linha de interligação

entre duas zonas de licitação que deve ser acautelada quando se procede ao cálculo de capacidade interzonal.

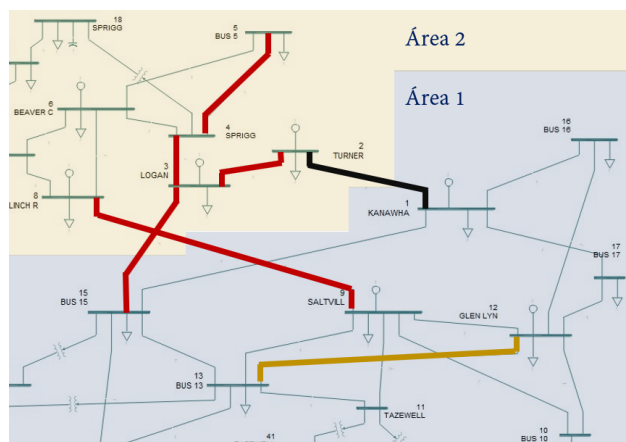


Figure 4.4: Linhas com Sensibilidade superior a 5%

Por esta razão, e pelo facto de os testes de congestionamentos atualmente serem feitos posicionando o *slack bus* no barramento mais afastado possível dentro da região de cálculo de capacidade interzonal, a restante análise incide somente no estudo feito com o *slack* posicionado no barramento 31. Embora a tabela 4.7 nos forneça um lista com as linhas que apresentaram sensibilidades acima de 5%, facilmente se compreende através do gráfico 4.5 que quanto menor for o limite de sensibilidade estipulado, maior será o número de linhas que passam a estar contempladas para efeito de observação de congestionamentos. Os dados desta figura foram recolhidas da análise do teste de sensibilidade *scale* de carga com o *slack* no barramento 31 para uma variação de 40 MW.

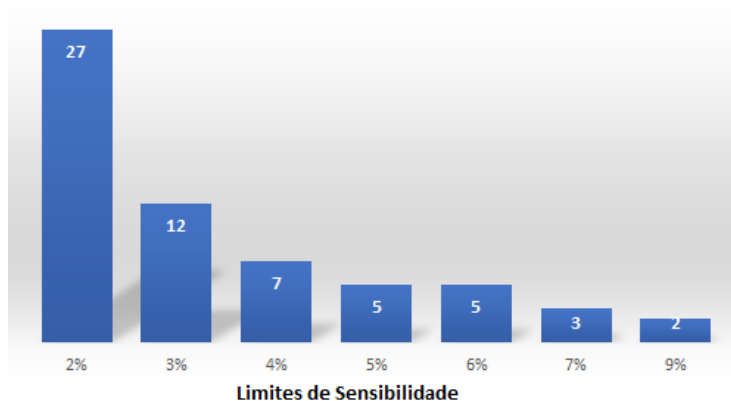


Figure 4.5: Relação entre Limites de Sensibilidade e Número de Ramos Abrangidos

Assim, considerando o teste de *scale* de carga com o *slack* no barramento 31 para uma variação de 40 MW obtemos a uma lista de cinco linhas com sensibilidade acima de 5%. Destas cinco linhas importa realçar que três delas são linhas de interligação entre as duas áreas estabelecidas na rede. Portanto, num estudo de importação de energia para valores em torno de 40 MW por exemplo, a lista de elementos a monitorizar para efeitos de congestionamento da rede são os indicados na tabela 4.8.

Table 4.8: Tabela de Sensibilidades usando a ferramenta *Scale* de Carga para 40 MW

| From |          | From |          | Sensibilidade |
|------|----------|------|----------|---------------|
| Bus  | Name     | Bus  | Name     |               |
| 1    | KANAWHA  | 2    | TURNER   | 6,30 %        |
| 2    | TURNER   | 3    | LOGAN    | 6,98 %        |
| 3    | LOGAN    | 15   | Bus 15   | -8,67 %       |
| 3    | LOGAN    | 4    | SPRIGG   | 9,73 %        |
| 8    | CLINCH R | 9    | SALTVILL | -20,04 %      |

## 4.5 Conclusões

A presente metodologia de cálculo de sensibilidades para efeito de gestão de congestionamentos, produziu resultados bastante clarificadores no que à validade do estudo diz respeito. Através da ferramenta *scale* de carga disponível no *software PSS®E Xplore (Free)* foi possível simular um acréscimo de fluxo de potência ativa entre as duas áreas moldadas para o efeito. obtendo-se uma lista de recursos a monitorizar para efeito de gestão de congestionamentos numa dada rede. A forma definida para encontrar esses ramos foi através do cálculo de sensibilidade para diferentes valores de fluxo de potência ativa entre áreas. Perante os resultados obtidos, alargou-se o estudo utilizando a ferramenta de *scale* de geração no sentido de compreender que factores de sensibilidade se obtinham para os mesmos ramos da rede.

Uma das principais conclusões que podemos retirar do estudo realizado é que a definição geográfica da localização do Slack Bus permite obter resultados mais esclarecedores sobre os congestionamentos nas interligações entre as duas áreas. O facto de o *slack bus* estar afastado da área geográfica onde se encontram a maioria das interligações faz com que o

efeito de compensação inerente a este barramento não oculte o verdadeiro impacto que o acréscimo do fluxo de potência entre as áreas tem verdadeiramente nas interligações.

Foi também perceptível a limitação que o teste de *scale* de geração tem para o efeito que se pretendia estudar. A concentração geográfica das fontes de geração condicionavam os resultados obtidos, levando a uma amplitude de sensibilidades muito maior que nos testes de *scale* de carga, uma vez que a carga está mais uniformemente distribuída pela rede.

Assim, após a definição das áreas, compreensão do melhor posicionamento do *slack bus*, concretização do processo de simulação do fluxo de potência entre as áreas e calculadas as sensibilidades nos vários ramos da rede, obtemos uma lista de recursos a monitorizar com o respetivo grau de sensibilidade. Esta lista pode também ser vista como uma forma de priorizar os recursos a monitorizar, uma vez que quanto maior for o valor da sensibilidade, mais esse ramo poem em risco o funcionamento ótimo do sistema. Importa referir que o sentido do fluxo de potência é irrelevante para o estudo em causa visto que produz os mesmos resultados de sensibilidade para os diferentes ramos da rede.

#### 4.5.1 Trabalho futuro

A metodologia testada anteriormente foi bem sucedida, sendo possível compreender o impacto da variação do fluxo de potência entre duas áreas de uma dada rede. Através deste processo, foi possível obter uma lista de ramos da rede para os quais esta alteração de fluxo de energia tem um impacto significativo, identificando assim os ramos que devem ser monitorizados a fim de evitar congestionamentos ou interrupções de funcionamento dos mesmos.

Esta metodologia pode ser agora aplicada numa rede maior como as redes de teste *IEEE 300 Bus* ou até mesmo numa rede que represente o sistema elétrico Português e Espanhol. Assim, será possível compreender a aplicabilidade desta metodologia no caso de uma rede real de transmissão entre duas áreas de licitação. Após a aplicação desta metodologia em qualquer das redes, nas quais as variações do fluxo de potência terão de ser maiores para obter resultados suficientemente representativos, obtemos a lista de ramos da rede com impacto severo para diferentes valores de fluxo de energia. Essa lista de ramos servirá no essencial para identificar os ramos mais críticos do sistemas quando surgem interrupções de funcionamento de qualquer ramo em qualquer parte da rede, através de metodologias existente que identificam os elementos críticos da rede, também conhecidos por *critical elements* [39] [42].

## **Chapter 5**

# **Conclusões e Trabalho Futuro**

### **5.1 Considerações Finais**

A presente dissertação descreve numa fase inicial uma visão geral dos diferentes processos legislativos estabelecidos na UE até à implementação do projeto IEM. Este, tem vindo a ser desenvolvido até aos dias de hoje, sendo que a sua criação assenta em três grandes pilares fundamentais: competitividade, segurança energética e sustentabilidade. Por conseguinte, o objetivo é que a eletricidade e o gás circulem livremente num mercado europeu de energia, que se pretende único, através das fronteiras da UE, reforçado pelas redes pan-europeias. Como tal, ao projeto de criação do IEM está inerente uma série de processos legislativos para diferentes domínios da política energética da UE, como a política de concorrência, a política de infraestruturas e a política climática. No que à política de infraestruturas diz respeito, a tarefa é exigente pois impõe aos Estados-Membro uma base contínua de cooperação, muito em particular, no reforço das interligações entre países e áreas de licitação, na integração dos mercados da transmissão e da energia, bem como nos outros sistemas associados à rede de transmissão e distribuição e respetivos serviços auxiliares. À complexidade inerente à implementação deste processo à acrescentar as dificuldades provocadas pelos diferentes estados de desenvolvimento das infraestruturas nacionais e as respetivas redes de transmissão, o facto de alguns governos de Estados-Membro não terem ainda abdicado totalmente da sua posição de soberania sobre os seus mercados energético e os diferentes modelos de mercados de energia por toda a Europa.

Nesta longa caminhada, tem havido sucessivos progressos como a iniciativa de liberalização dos mercados no âmbito do Terceiro Pacote Energético, a centralização do planeamento de infraestruturas com a criação da ENTSO-E e o início da harmonização dos processos de cooperação a nível regional através dos operadores regionais de segu-

rança, criando-se assim um clima favorável a comunicação entre TSO's, ARN's, RSC's, ENTSO-E, CE e Estados-membro para agilização de processos e concretização deste grandioso projeto. O objetivo é claro, reduzir os custos de energia para os consumidores, elevar a competitividade em toda a cadeia de valor do sector elétrico e, ao mesmo tempo, conduzir a UE pelo caminho de uma economia de baixo carbono, tendo a integração das fontes de energia renováveis um papel fundamental neste processo. Por outro lado, os investimentos em larga escala em novas infraestruturas energéticas transfronteiriças são ainda um impasse neste desenvolvimento. Neste longo processo apesar das contribuições de várias forças políticas e sociais para capacitar o IEM, este avança lentamente e continua a ser um palco de muitas mudanças e de barreiras difíceis de superar politicamente, fazendo do projeto de criação do IEM um ainda longo e árduo caminho a percorrer.

Assim, com terceiro pacote legislativo para o sector elétrico, surgem os códigos de rede sobre forma de regulamentos e diretrizes, desenvolvidos pela ENTSO-E, ACER, CE, ARN's e muitas partes interessadas envolvidas em todo o setor elétrico europeu, que representam um impulso importantíssimo para a integração dos mercados europeus e descrevendo um conjunto detalhado de regras que impulsionam a harmonização, integração e eficiência do IEM, através de regulamentações no domínio da eletricidade mais orientadas para o nível nacional. Embora numa fase inicial, a UE previsse a conclusão do IEM até 2014, a transposição do terceiro pacote e os atrasos em torno do desenvolvimento do código de rede significam que, ainda hoje, este processo está em fase de implementação, sendo que a construção das infraestruturas que reforcem a rede de transmissão transfronteiriça, são fundamentais neste processo.

Em particular o regulamento relativo à atribuição de capacidade e à gestão de congestionamentos, CACM, veio estabelecer novas regras para a exploração dos mercados diários e intradiários pan-europeus introduzindo novos processos para determinar como a capacidade de interligação é calculada entre zona de licitação e o congestionamento da rede é gerido. O código de rede CACM torna-se assim um dos regulamentos mais importantes para a concretização do IEM. Para calcular a capacidade atribuída em cada fronteira, os TSO's devem construir um Modelo de Rede Comum pan-europeu, onde se exige uma cooperação mutua e contínua e uma partilha de dados sobre previsão de cargas, consumo, interrupções do sistema, entre outros dados, é partilhada multidirecionalmente por forma a otimizar a cooperação entre os diferentes sistemas de energia e as suas respetivas redes de transmissão. Ao mesmo tempo, o código de rede CACM está a ser implementado ao mesmo tempo que outros códigos de rede como Forward Capacity Allocation, FCA, e o Electricity Balancing, EB, no caso dos códigos orientados para mercado de energia. Em conjunto, os três códigos de rede introduzem um novo paradigma na forma como a capacidade das redes de eletricidade nas linhas de interligação das zonas de licitação



adjacentes. Este processo culminará com a adoção de modelos da rede elétrica europeia interligada para efeitos de estudos, denominados CGM, suportados no standard Common Grid Model Exchange Standard, CGMES.

Nesta intenção de construir uma rede comum pan-europeia, a informação e os processos de partilha de dados sobre o estado da rede para cada horizonte do mercado de energia têm uma preponderância inestimável. Contudo, essa partilha de dados só é possível, quando os TSO's desenvolverem metodologias eficientes e confiáveis no âmbito do novo processo de cálculo coordenado da capacidade de interligação que valide a segurança das redes de energia, para o que será necessário definir os elementos a monitorizar e as respetivas contingências. Estas metodologias têm uma enorme importância pois nas redes de energia elétrica dão-se diariamente sucessivos acontecimentos não planeados, que podem ter impacto na segurança da rede de transporte. A prevenção destes acontecimentos e a identificação dos elementos da rede que estão suscetíveis de ultrapassar os seus limites técnicos e físicos, são processos fundamentais para manter a segurança da rede e, consequentemente, a continuidade do serviço prestado pelas redes de transporte de energia elétrica.

## 5.2 Desafios para o Futuro

Outro desafio importante na implementação do IEM passa pela concretização da construção de uma infraestrutura transeuropeia altamente interligada. O conceito surge sobre a forma de Modelo de Rede Comum, CGM, e está enquadrado por três códigos de rede: o CACM pelo artigo 17.º, o FCA pelo artigo 18.º e o SOGL pelo artigo 64.º.

1. Até 10 meses após a entrada em vigor do presente regulamento, todos os ORT devem elaborar em conjunto uma proposta de metodologia do modelo de rede comum. A proposta deve ser submetida a consulta, em conformidade com o artigo 12.º.

2. A metodologia do modelo de rede comum deve permitir o estabelecimento de um modelo de rede comum. Compreenderá, pelo menos, os seguintes elementos:

- a) uma definição de cenários, em conformidade com o artigo 18.º;
- b) uma definição dos modelos de redes individuais, em conformidade com o artigo 19.º;
- c) uma descrição do processo de integração dos modelos de redes individuais para criar um modelo de rede comum. [1, Artigo 17.º]

O CGM através de uma ferramenta de troca de dados, o sistema de Ambiente de Dados de Planeamento Operacional, OPDE, torna-se uma peça fundamental no processo harmonização dos códigos de rede, incluindo cálculo de capacidade, análise de segurança operacional, planeamento de indisponibilidade e a análise de adequação de previsões. O CGM compila o modelo de rede individual de cada TSO, cobrindo prazos que vão de um ano antes do tempo real a uma hora antes do tempo real do mercado de energia. Os modelos de rede individual, IGM's, representam as áreas de controlo dos TSO's que por sua vez são recolhidos pelos RSC's, que, após um processo de avaliação de qualidade, fundem-nos numa única rede criando assim uma CGM pan-europeia [26].

O CGM é, portanto, um processo operação centralizado que visa garantir o equilíbrio dos IGM's utilizados para o cálculo da capacidade diária em toda a Europa. Este processo passa por três fases:

- Processo de Alinhamento do Modelo de Rede Comum, CGMA;
- Processo de submissão de IGM's por parte dos TSO's;
- Concretização do CGM através da fusão dos IGM's.

No entanto, a implementação do CGM é um processo que ainda decorre e precisa ser consistente em todos os processos definidos nos códigos de rede SOGL, CACM e FCA. Como tal, todos os TSO's foram encarregues da preparar duas metodologias: a metodologia de CGM, CGMM, e a metodologia de geração e fornecimento de dados de carga, GLDPM; ambos em conformidade com cada um dos três regulamentos. A GLDPM em conformidade com o artigo 16.º do CACM foi aprovada por todas as ARN's no início de 2017, enquanto que a CGMM em conformidade com o artigo 17.º foi reenviada em março de 2017 para as ARN's, após uma solicitação de alteração. Com a entrada em vigor do código de rede FCA, em 2016, ambas as metodologias foram atualizadas e reenviadas às ARN's, em julho de 2017. Em março de 2018, todas as ARN's aprovaram a GLDPM mas solicitaram alterações à CGMM em conformidade com o FCA.

O objetivo final é a modelação do sistema elétrico pan-europeu e a criação de processos de calculo para o estabelecimento das capacidades de interligação entre zonas de rede, capazes de processar milhões de dados, de forma a antecipar acontecimentos e comportamentos futuros na rede, evitando interrupções do sistema e garantindo a eficiência da operação e dos recursos do mesmo. Um sistema totalmente interconectado, suportado por ferramentas capazes de calcular de forma coordenada a capacidade interzonal de toda a europa para todos os horizontes de mercado, ao mesmo tempo que faz uma análise de segurança e planeamento de interrupções conforme as previsões de consumo e de carga de todo o sistema. Este processo, é suportado através dos RSC's que por sua vez

articulam todos estes processos com o TSO's antecipando as necessidades e exigências operacionais do sistema, a nível nacional, regional e europeu. Isto traduzirá uma maior eficiência na operação da rede europeia, reduzindo os custos de operação da mesma, e minimizando os riscos de eventos não programados ou previstos. Em última análise, a criação do CGM contribuirá para maximizar a capacidade de transmissão em toda a rede europeia e tornar os mercados de energia cada vez mais eficientes, garantindo a segurança do sistema elétrico europeu [43] [33].



## References

- [1] European Commission. Regulation n.º 2015/1222/ce. Publicado em Jornal Oficial da União Europeia em julho de 2015, disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R1222&from=EN>.
- [2] European Commission. Pacote união da energia. Publicado em Jornal Oficial da União Europeia em fevereiro de 2015, disponível em [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0020.01/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0020.01/DOC_1&format=PDF).
- [3] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia. Diretiva 96/92/CE. Publicado em Jornal Oficial da União Europeia em dezembro de 1996, disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092&from=PT>.
- [4] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia. Directiva 2003/54/CE. Publicado em Jornal Oficial da União Europeia em junho de 2003, disponível em [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:caeb5f68-61fd-4ea8-b3b5-00e692b1013c.0010.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:caeb5f68-61fd-4ea8-b3b5-00e692b1013c.0010.02/DOC_1&format=PDF).
- [5] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia. Directiva 2009/72/CE. Publicado em Jornal Oficial da União Europeia em julho de 2009, disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072&from=PT>.
- [6] União Europeia. Acto Único europeu. Publicado em Jornal Oficial da União Europeia em Fevereiro de 1986, disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=LEGISSUM:xy0027&from=PT>.
- [7] Comissão Europeia. O mercado interno da energia (documento de trabalho da comissão ). Publicado em Jornal Oficial da União Europeia em junho de 1988, disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:51988DC0238&from=PT>.
- [8] Conselho da União Europeia Parlamento Europeu. Directiva 2001/77/ce. Publicado em Jornal Oficial da União Europeia em julho de 2001, disponível em

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32001L0077&from=PT>.

- [9] Os Estados-Membro da União Europeia. Tratado sobre o funcionamento da união europeia. Publicado em Jornal Oficial da União Europeia em outubro de 2012, disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:12012E/TXT&from=PT>,.
- [10] Conselho da União Europeia Parlamento Europeu. Regulamento n.º 1228/2003/ce. Publicado em Jornal Oficial da União Europeia em junho de 2003, disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003R1228&from=PT>,.
- [11] Comissão Europeia. Regulamento n.º 713/2009/CE. Publicado em Jornal Oficial da União Europeia em julho de 2009, disponível em <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0001:0014:PT:PDF>.
- [12] Conselho da União Europeia Parlamento Europeu. Regulamento n.º 714/2009/CE. Publicado em Jornal Oficial da União Europeia em julho de 2009, disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0714&from=PT>.
- [13] ENTSO-E. Ten year network development plans 2018. European Network of Transmission System Operators for Electricity - ENTSO-E, disponível em [https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario\\_Report\\_2018\\_Final.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf), acedido pela última vez em Abril de 2018.
- [14] Conselho da União Europeia Parlamento Europeu. Regulamento n.º 1227/2011/CE. Publicado em Jornal Oficial da União Europeia em outubro de 2011, disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32011R1227&from=PT>.
- [15] Directorate-General for Energy European Commission. Commission delegated regulation (eu) 2018/540. Publicado em Jornal Oficial da União Europeia em novembro de 2017, disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R0540&from=EN>,.
- [16] ENTSO-E Website. Entso-e member companies. disponível em <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/members/>.
- [17] M.N.Ferraz Mendonça. A história da eletricidade no século xviii e o ensino da física. 2007.
- [18] J. J. Monteiro Figueira. O estado na eletrificação portuguesa: Da lei de eletrificação do país à edp (1945-1976).

- [19] EDP Website. Organização do mercado, disponível em <https://www.edpsu.pt/pt/CUR/Pages/organizacaoDoMercado.aspx>, acedido pela última vez em abril de 2018.
- [20] e J. P. Tomé Saraiva. J.L. P. Pereira da Silva, M. T. Ponce de Leão. Mercados de electricidade - regulação e tarifação de uso das redes.
- [21] Pedro Pereira Sarmiento. Análise dos resultados do mercado ibérico de eletricidade no ano de 2013 e no primeiro semestre de 2014.
- [22] REN. Relatório & contas 2017. REN - Redes Energéticas Nacionais, disponível em <http://relatorioecontas2017.ren.pt/>, acedido pela última vez em Abril de 2018.
- [23] Maria L. M. C. Fok. Análise dos resultados do mercado ibérico de eletricidade no ano de 2015.
- [24] REN. Dados técnicos 17 - eletricidade, disponível em [https://www.ren.pt/files/2018-04/2018-04-16164659\\_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f037353\\$\\$7319a1b4-3b92-4c81-98d7-fea4bfe.pdf](https://www.ren.pt/files/2018-04/2018-04-16164659_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f037353$$7319a1b4-3b92-4c81-98d7-fea4bfe.pdf), acedido pela última vez em Abril de 2018.
- [25] ENTSO-E Website. Network codes families, disponível em [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/](https://www.entsoe.eu/network_codes/), acedido pela última vez em maio de 2018.
- [26] ENTSO-E Website. Annual work programme 2018: , disponível em <https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/AWP2018.pdf>, acedido pela última vez em abril de 2018.
- [27] ENTSO-E Website. Time to team up & create value, disponível em <https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/General%20NC%20documents/20170505%20Network%20Codes%20Conference.pdf>, acedido pela última vez em abril de 2018.
- [28] OFJEM Website. Bidding zones literature review, disponível em [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/10/fta\\_bidding\\_zone\\_configuration\\_literature\\_review\\_1.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/10/fta_bidding_zone_configuration_literature_review_1.pdf), acedido pela última vez em maio de 2018.
- [29] ENTSO-E Website. First edition of the bidding zone review, disponível em [https://consultations.entsoe.eu/markets/first-edition-bidding-zone-review/supporting\\_documents/Final%20report%20for%20public%20consultation\\_090218.pdf](https://consultations.entsoe.eu/markets/first-edition-bidding-zone-review/supporting_documents/Final%20report%20for%20public%20consultation_090218.pdf), acedido pela última vez em abril de 2018.
- [30] ERSE. Mercado diário. ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, disponível em <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master>, acedido pela última vez em abril de 2018.

- [31] ENTSO-E Website. Explanatory document to all tsos' proposal for capacity calculation regions (ccrs) in accordance with article 15(1) of the commission regulation (eu) 2015/1222 of 24 july 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management, disponível em [https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/ccr/151103\\_CCRs\\_explanatory\\_document\\_approved\\_final\\_and\\_clean\\_for\\_submission.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/ccr/151103_CCRs_explanatory_document_approved_final_and_clean_for_submission.pdf), acedido pela última vez em maio de 2018.
- [32] ENTSO-E Website. Regional security coordinators regional - summary fact-sheet, disponível em [https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/rscis\\_short\\_final.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/rscis_short_final.pdf), acedido pela última vez em maio de 2018.
- [33] ENTSO-E Website. Common grid model methodology - consultation version, disponível em [https://consultations.entsoe.eu/system-operations/common-grid-model/supporting\\_documents/160204%20CGMMforpublicconsultation.pdf](https://consultations.entsoe.eu/system-operations/common-grid-model/supporting_documents/160204%20CGMMforpublicconsultation.pdf), acedido pela última vez em abril de 2018.
- [34] CORESO Website. Annual report 2016, disponível em <https://www.coreso.eu/wp-content/uploads/Coreso-Annual-Report-2016-online-publication.pdf>, acedido pela última vez em maio de 2018.
- [35] ENTSO-E Website. Swe d-2 capacity calculation methodology, disponível em [https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/ccr/methodologies/SWE\\_CCM\\_Consultation\\_workshop\\_supporting\\_document.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/ccr/methodologies/SWE_CCM_Consultation_workshop_supporting_document.pdf), acedido pela última vez em abril de 2018.
- [36] ENTSO-E Website. Explanatory note of the coordinated ntc methodology for swe ccr, disponível em [https://consultations.entsoe.eu/markets/capacity-calculation-methodology-proposal-for-swe/supporting\\_documents/SWE%20CCM%20Explanatory%20Note\\_Proposal\\_v1.0\\_Consultation%20document.pdf](https://consultations.entsoe.eu/markets/capacity-calculation-methodology-proposal-for-swe/supporting_documents/SWE%20CCM%20Explanatory%20Note_Proposal_v1.0_Consultation%20document.pdf), acedido pela última vez em maio de 2018.
- [37] ENTSO-E Website. Explanatory note of the coordinated ntc methodology for swe ccr - approval document, disponível em [https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/ccr/methodologies/SWE\\_CCM\\_Explanatory\\_Note\\_v3.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/ccr/methodologies/SWE_CCM_Explanatory_Note_v3.pdf), acedido pela última vez em maio de 2018.
- [38] ENTSO-E Website. Regional investment plan 2017 regional group csw, disponível em [https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rgip\\_CSW\\_Full.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rgip_CSW_Full.pdf), acedido pela última vez em maio de 2018.



- [39] C. M. Machado Ferreira F. P. Maciel Barbosa P. I. Domingues dos Santos, Rui Pestana. “identification of the relevant neighbouring electric power systems using the horizontal network methodology”.
- [40] P. Torres and Rui Pestana. “congestion management methodologies: Iberian electricity transmission grid”.
- [41] Siemens Website. Pss®e for education, disponível em <https://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/transmission-grid/products/grid-analysis-tools/transmission-system-planning/transmission-system-planning-tab/pages/university.aspx>.
- [42] C. Machado Ferreira F. P. Maciel Barbosa C. I. Faustino Agreira, Rui Pestana. ““portuguese transmission system contingencies analysis using the rough set theory”.
- [43] ENTSO-E Website. Where the digital transformation of the european electricity system starts: , disponível em [https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/entsoe\\_CMG\\_leaflet\\_170620\\_web.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/entsoe_CMG_leaflet_170620_web.pdf), acedido pela última vez em junho de 2018.